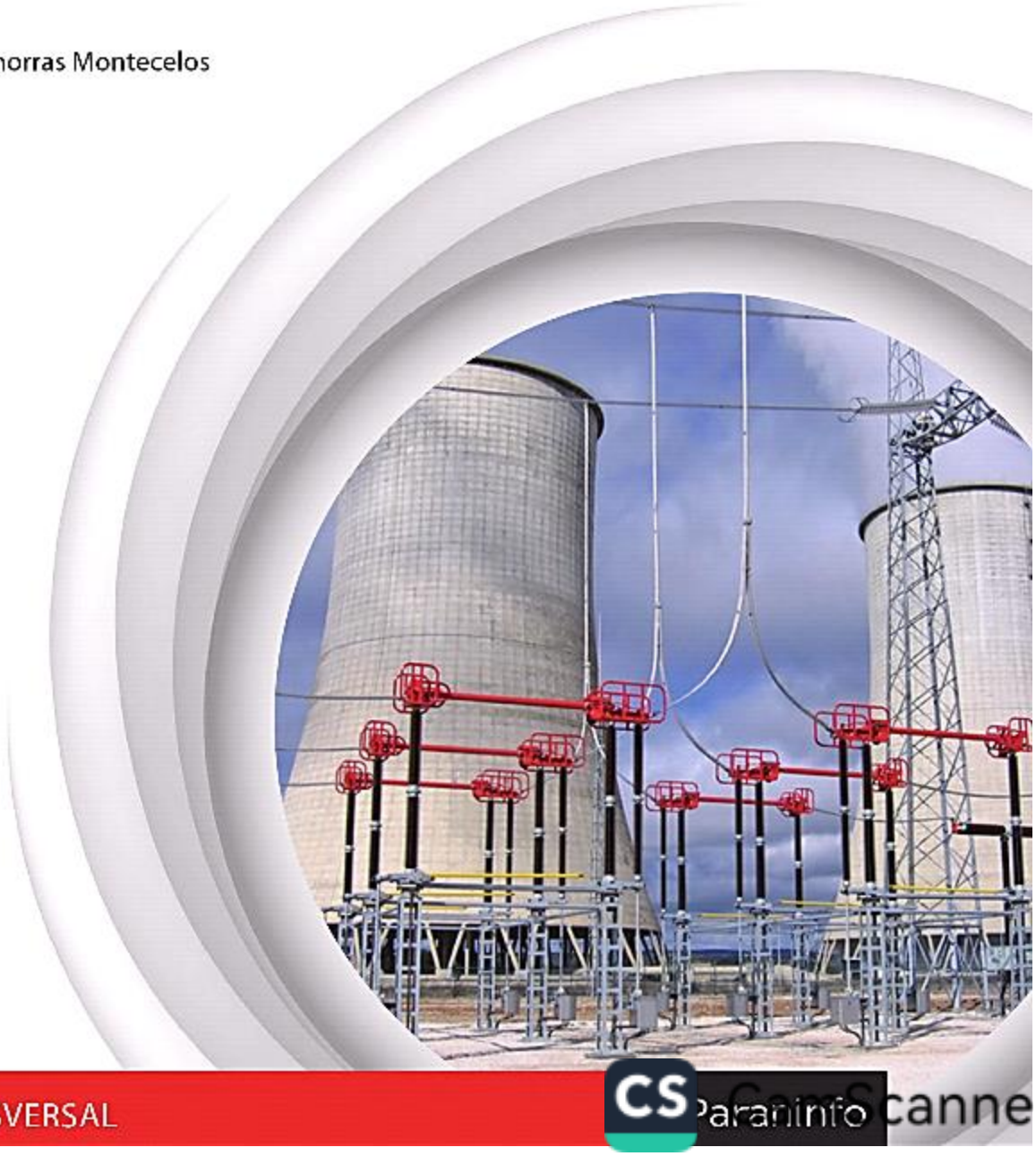
ENERGÍA Y AGUA

Técnico Superior en Centrales Eléctricas · Técnico Superior en Energías Renovables

Incluye material web en **www.paraninfo.es**

Subestaciones eléctricas

Jesús Trashorras Montecelos



TRANSVERSAL

CamScanner

CamScanner

Paraninfo

Subestaciones eléctricas

Jesús Trashorras Montecelos

CamScanner

CamScanner

Paraninfo

Subestaciones eléctricas

© Jesús Trashorras Montecelos

Gerente Editorial
María José López Raso

Equipo Técnico Editorial
Alicia Cerviño González
Paola Paz Otero

Editora de Adquisiciones
Carmen Lara Carmona

Producción
Nacho Cabal Ramos

Diseño de cubierta
Ediciones Nobel

Preimpresión
Montytexto

Reservados los derechos para todos los países de lengua española. De conformidad con lo dispuesto en el artículo 270 del Código Penal vigente, podrán ser castigados con penas de multa y privación de libertad quienes reprodujeren o plagiaren, en todo o en parte, una obra literaria, artística o científica fijada en cualquier tipo de soporte sin la preceptiva autorización. Ninguna parte de esta publicación, incluido el diseño de la cubierta, puede ser reproducida, almacenada o transmitida de ninguna forma, ni por ningún medio, sea este electrónico, químico, mecánico, electro-óptico, grabación, fotocopia o cualquier otro, sin la previa autorización escrita por parte de la Editorial.

COPYRIGHT © 2015 Ediciones Paraninfo, SA
1.ª edición, 2015

C/ Velázquez 31, 3.º Dcha. / 28001 Madrid, ESPAÑA
Teléfono: 902 995 240 / Fax: 914 456 218
clientes@paraninfo.es / www.paraninfo.es

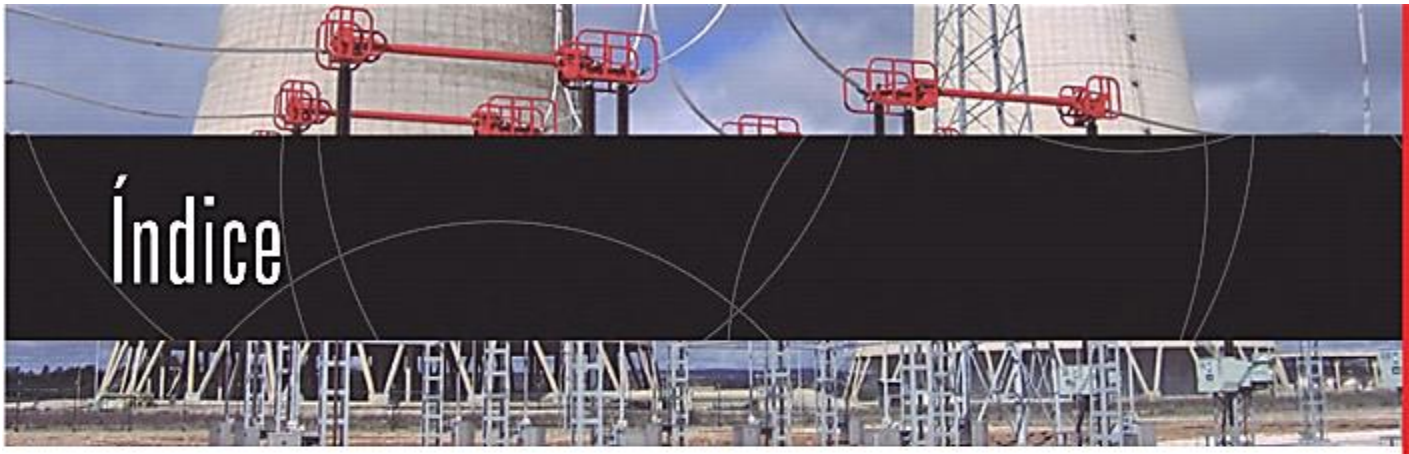
ISBN: 978-84-283-3717-5
Depósito legal: M-1596-2015

(12238)

Impreso en España /*Printed in Spain*
Grafo

CamScanner

CamScanner



Índice

Agradecimientos IX
Introducción XI

1. Red eléctrica 1

1.1. Introducción 2
1.2. Elementos de la red eléctrica 2
1.3. Estructura del sistema eléctrico 4
1.3.1. Instalaciones que conforman la red eléctrica 4
1.3.2. Tipos de redes eléctricas 5
1.4. Elementos de la red de distribución en media y baja tensión 7
1.5. Esquemas típicos de distribución en media tensión 8
1.6. Telemando/telecontrol de una red eléctrica ... 12
1.6.1. Sistema de telecomunicaciones por fibra óptica 13
1.6.2. Sistema de comunicaciones por onda portadora 15
1.6.3. Sistema de comunicaciones por vía radio 16
1.6.4. Sistema de protecciones y telecontrol... 16
1.7. Red inteligente *(smart grid)* 17
1.7.1. Generación distribuida 17
1.7.2. Microrredes 18
1.7.3. Almacenamiento de energía 18
1.7.4. Contadores inteligentes. *SmartMeter* ... 20
1.7.5. Contadores parciales o de medidas secundarias 21
1.7.6. El vehículo eléctrico (VE) 21
1.7.7. Comparación entre la red actual y *smart grid* 25
1.8. Criterios de seguridad en la red de alta tensión 26
1.9. Flujo de potencia en el sistema de transporte de energía eléctrica 28
1.9.1. Dispositivos para el control del flujo de potencia en líneas de transporte de corriente alterna 31
1.10. Transporte de energía eléctrica en alta tensión en corriente continua (HVDC) 32
1.10.1. Componentes de un sistema HVDC... 33
1.10.2. Tipos de HVDC 34
1.10.3. Cuándo utilizar HVDC 35
Actividades finales 39

2. Tipos de subestaciones eléctricas 45

2.1. Definición de subestación 46
2.2. Tipos de subestaciones 46
2.3. Conexión a la red eléctrica de AT de las subestaciones 51
2.4. Nivel de medida y control según el tipo de subestación 51
2.5. Configuraciones típicas de subestaciones 52
2.6. Estructura característica de una subestación eléctrica 63
2.6.1. Posiciones existentes en una subestación eléctrica 63
2.6.2. Subestaciones significativas de la red eléctrica 64
Actividades finales 70

3. Componentes de una subestación eléctrica (I). Transformadores 75

3.1. Elementos característicos de una subestación eléctrica 76
3.2. Obra civil 76
3.3. Transformadores de potencia 77

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

3.3.1. Partes características de los transformadores 79
3.3.2. Cambiador de tensión. 82
3.3.3. Bornas 86
3.3.4. Tipos de conexiones de transformadores . 87
3.3.5. Valores característicos de los transformadores de potencia 89
3.3.6. Incidencias en los transformadores de potencia 93
3.3.7. Protecciones de los transformadores de potencia 94
3.4. Transformadores de medida y protección. 114
3.4.1. Transformadores de intensidad (TI) 114
3.4.2. Transformadores de tensión (TT) 121
3.5. Puesta a tierra del neutro de un sistema eléctrico de potencia 135
3.6. Obtención de un neutro de puesta a tierra en transformadores 139
3.7. Otros equipos de los sistemas de potencia 142
Actividades finales. 151

4. Componentes de una subestación eléctrica (II). Maniobra y protección 157

4.1. Aparamenta de maniobra y protección. 158
4.1.1. Elementos de mando y protección 158
4.2. Conjuntos de aparamenta 188
4.2.1. Tipos constructivos. 188
4.2.2. Componentes de las celdas metálicas. . . . 190
4.2.3. Esquemas de mecanismos y sinóptico de celdas. 191
4.2.4. Maniobras y enclavamientos en celdas 192
4.3. Cables, conductores y canalizaciones. 192
4.3.1. Cables y conductores. 192
4.3.2. Canalizaciones. 194
4.4. Conjuntos típicos de una subestación GIS 194
4.4.1. Diagramas de conjuntos típicos GIS 201
4.4.2. Subestación GIS integrada (SGI) 202
Actividades finales. 207

5. Documentación técnica. Planos y esquemas 213

5.1. Introducción 214
5.2. Documentos de un proyecto de una instalación eléctrica de alta tensión. 214
5.3. Interpretación de planos y esquemas 216
5.3.1. Bloques de símbolos 216
5.3.2. Tipologías habituales de transformadores de interconexión AT/MT 221
5.3.3. Conexión a red de la compañía eléctrica de subestaciones de instalaciones de energía eólica 223
5.3.4. Esquemas unifilares. 224
5.3.5. Esquema de la instalación de servicios auxiliares de una subestación eléctrica. . . . 235
5.3.6. Esquemas eléctricos de maniobras de explotación en subestaciones 238
5.4. Proyecto resumido. Memoria y planos. 248
5.4.1. Memoria. 248
5.4.2. Esquema unifilar general de la subestación 257
Actividades finales. 263

6. Montaje y mantenimiento de subestaciones 273

6.1. Montaje y puesta en servicio de subestaciones eléctricas. Procedimiento de ejecución. 274
6.1.1. Montaje y ejecución de la obra 275
6.1.2. Pruebas en campo 277
6.1.3. Recepción de la instalación. 278
6.1.4. Puesta en servicio de la instalación. . . . 279
6.2. Cronograma de montaje de una subestación . . . 279
6.3. Procedimiento de descargos de una instalación eléctrica de AT 280
6.3.1. Zona protegida y zona de trabajo 280
6.3.2. Estado de una instalación eléctrica 282
6.3.3. Reposición de servicio. 282
6.3.4. Modalidades de descargo 283
6.3.5. Intervinientes en un descargo 284
6.3.6. Formularios utilizados en trabajos y maniobras 285
6.3.7. Manuales de usuario 290
6.3.8. Prevención de riesgos laborales. Montaje de instalaciones eléctricas. 301
6.4. Mantenimiento de una subestación eléctrica . . . 303
6.4.1. Tipos de mantenimiento 303
6.4.2. Estrategias de mantenimiento 304
6.4.3. Análisis de los modos de fallos y de sus efectos (AMFE). 304
6.4.4. Plan de operaciones en mantenimiento. . . 304

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

6.4.5. Desarrollo del proceso de mantenimiento de subestaciones 306
6.4.6. Documentación básica en mantenimiento 314
6.4.7. Localización rápida de averías 324
6.4.8. Medios técnicos mínimos requeridos para la verificación o inspección de instalaciones de AT 325
6.4.9. Procedimiento a seguir ante incidencias en un transformador de potencia 325
6.4.10. Gestión del mantenimiento 327
Actividades finales 333

7. Medidas y ensayos en subestaciones eléctricas 339

7.1. Procedimientos normales de explotación 340
7.1.1. Maniobras 340
7.1.2. Medidas 340
7.1.3. Ensayos 340
7.1.4. Inspecciones 341
7.2. Pruebas en subestaciones 341
7.2.1. Ensayos en transformadores de potencia de subestaciones 341
7.2.2. Pruebas y ensayos en transformadores de medida de subestaciones 349
7.2.3. Pruebas y ensayos de interruptores automáticos 350
7.2.4. Pruebas y ensayos de seccionadores y seccionadores de puesta a tierra 351
7.2.5. Pruebas en pararrayos de AT 351
7.2.6. Pruebas y ensayos en cables aislados y bobinas de bloqueo 352
7.2.7. Pruebas y ensayos en relés y *bushings* . . . 352
7.2.8. Pruebas y ensayos en subestaciones GIS 353
7.3. Descripción de ensayos en transformadores de potencia 354
7.3.1. Resistencia de aislamiento e índice de polarización de los bobinados 354
7.3.2. Resistencia de aislamiento del núcleo . . . 355
7.3.3. Ensayo de tensión de reabsorción 355
7.3.4. Ensayo de análisis de respuesta dieléctrica en frecuencia (FDS + PDC) 356
7.3.5. Ensayo de relación de transformación (TTR) 357
7.3.6. Ensayo de resistencia estática y dinámica de los bobinados 358
7.3.7. Ensayo de la impedancia de dispersión, a 50 Hz y en frecuencia 360
7.3.8. Ensayo de capacidad y factor de disipación de bobinados, en tensión y frecuencia 361
7.3.9. Capacidad y factor de disipación de bornas en tensión y frecuencia 364
7.3.10. Ensayo de características del paquete magnético 365
7.3.11. Ensayo de respuesta en frecuencia (FRA) 366
7.3.12. Termografía en un TP 367
7.3.13. Pruebas y ensayos del aceite 369
7.4. Descargas parciales 370
7.5. Pruebas y ensayos en interruptores 371
7.5.1. Prueba de resistencia estática de contactos en un interruptor (medición de microohmios) 371
7.5.2. Medida de resistencia dinámica de contactos en un interruptor 372
7.5.3. Prueba de arranque mínimo 372
7.5.4. Prueba de sincronismo 372
7.5.5. Análisis de corriente de bobina y motor . . . 372
7.5.6. Prueba de estado de subtensión 372
7.5.7. Parámetros característicos obtenidos en los ensayos 373
7.6. Análisis de gas SF6 373
7.7. Otras pruebas y ensayos 374
Actividades finales 380

Anexos 385

Bibliografía 387

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

CamScanner

Agradecimientos

La realización de este libro no hubiese sido posible sin la valiosa ayuda prestada por una serie de empresas comerciales dedicas a la electricidad.

La elaboración por parte del autor de las distintas Unidades consistió en resumir toda esa información de esas empresas e intentar adaptarla a los contenidos exigidos en el Diseño Curricular del módulo «Subestaciones eléctricas» de los Ciclos Formativos de Grado Superior de Formación Profesional «Centrales Eléctricas y Energías Renovables» de la Familia Profesional Energía y Agua.

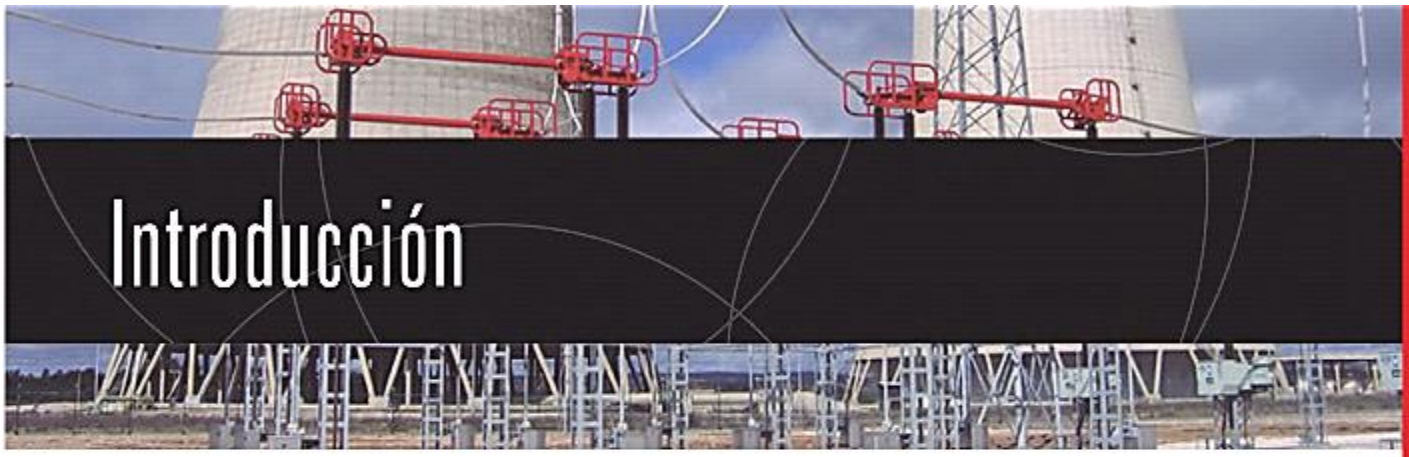
Mi sincero agradecimiento a:

COTECSA
WEG IBERIA
SYSE
ENDESA
UNIÓN FENOSA
IBERDROLA
DOBLE LEMKE
HIDROELÉCTRICA DEL CANTÁBRICO
UNITRONICS ELECTRIC
ELECTROTAZ
REE
ABB
SIEMENS
CHINT
TADEO CZERWENY
IST POWER
SOUTHERN STATES
S&C ELECTRIC
GE
INAEL
ARRUTI
KLK
FLUKE
MITSUBISHI
CRTS
ORMAZABAL
DALTABAT
OMICRON
INCOESA
TRANSFORMADORES MOLINA
REINHAUSEN
PFISTERER
ISODEL
INGELMEC
ARTECHE
ZIV P+C
ELINSA
ALSTOM
JST-TRANSFORMERS
SIEESA
ACOEMAN
EIFFAGE
SGB-SMIT
SCHNEIDER ELECTRIC
SAGOVA
TRANSPROCO
SHIHLIN ELECTRIC

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

CamScanner



Introducción

Con la implantación de la nueva Formación Profesional según la LOE, nace la necesidad de adaptar los resultados de aprendizaje, sus criterios de evaluación y los correspondientes contenidos a la actual estructura educativa.

Este libro trata de analizar los distintos contenidos que figuran en el módulo de Subestaciones Eléctricas de los Ciclos Formativos Superiores de Energías Renovables y Centrales Eléctricas de la familia profesional de Energía y Agua.

Indicar que el perfil de este alumno es el de gestionar, coordinar y controlar tareas de operación de montaje y puesta en servicio, así como realizar el mantenimiento de primer nivel en subestaciones eléctricas de centrales eléctricas, instalaciones eólicas y fotovoltaicas.

Está dirigido fundamentalmente a los alumnos de los nuevos Ciclos Formativos de Energía y Agua, siendo de utilidad para alumnos de escuelas técnicas, así como para proyectistas e instaladores eléctricos.

También sirve para la versión del mismo módulo y ciclo formativo que se impartirá a distancia en versión *online* y que publicará próximamente el MEC.

En la **Unidad 1** se exponen las distintas partes que forman la estructura de la red eléctrica de España, analizando la forma de distribución de la energía eléctrica desde su generación hasta su consumo.

Se indican los esquemas típicos de distribución de la energía eléctrica y su forma de interconexión a través del telemando de los distintos elementos de la red.

Se indican, de forma resumida, los distintos sistemas que están apareciendo como solución de futuro del sistema eléctrico, como puede ser la red inteligente *(smart grid)* o el transporte de energía eléctrica en alta tensión en corriente continua (HVDC).

Como apoyo se indican una serie de enlaces a Internet y unas actividades para que realice el alumnado.

En la **Unidad 2** se analizan los distintos tipos de subestaciones eléctricas en función de la misión que cumplen, comparando las ventajas y desventajas de las mismas.

Se exponen, a través de esquemas eléctricos, las distintas formas de configuración que puede tener una subestación eléctrica.

Se indican las partes que forman la estructura de una subestación eléctrica, y se indican con figuras las principales que actualmente existen en España.

Como apoyo se indican una serie de enlaces a Internet y unas actividades para que realice el alumnado.

En la **Unidad 3** se indican los principales equipos y elementos de una subestación eléctrica, comenzando con el transformador.

Se analizan las principales características de los transformadores de potencia que se utilizan en las subestaciones eléctricas, así como otros tipos de transformadores como son los de medida y auxiliares, entre otros.

También se exponen los distintos tipos de reactancias y reactores que se instalan en las instalaciones de alta tensión.

Como apoyo se indican una serie de enlaces a Internet y unas actividades para que realice el alumnado.

En la **Unidad 4** se analizan los principales equipos y elementos de maniobra y protección que forman parte de una subestación eléctrica (interruptores, seccionadores y autoválvulas, entre otros).

Se indican las principales características de otros elementos, como son las baterías de condensadores, sistema de puesta a tierra, servicios auxiliares o canalizaciones eléctricas.

Se exponen los equipos y elementos que configuran las subestaciones aisladas en gas (GIS).

Como apoyo se indican una serie de enlaces a Internet y unas actividades para que realice el alumnado.

En la **Unidad 5** se indican los principales documentos que forman un proyecto de una instalación eléctrica de alta tensión.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Se analizan, fundamentalmente, los documentos de la memoria y de planos, y se presenta un proyecto de una subestación eléctrica.

Se interpretan los distintos planos y esquemas eléctricos de las subestaciones eléctricas, tanto de tipo convencional como de tipo GIS.

Como apoyo se indican una serie de enlaces a Internet y unas actividades para que realice el alumnado.

En la **Unidad 6** se estudian los distintos procedimientos de montaje y puesta en servicio de subestaciones eléctricas.

Se analiza el procedimiento de un descargo, indicando los principales tipos de formularios utilizados para la realización de trabajos y maniobras.

Se exponen los principios del mantenimiento eléctrico de una subestación, así como los procedimientos de aplicación de los distintos tipos.

Como apoyo se indican una serie de enlaces a Internet y unas actividades para que realice el alumnado.

En la **Unidad 7** se analizan las principales medidas y ensayos que se hacen en las subestaciones eléctricas.

Se especifican las principales pruebas que se realizan a los distintos equipos y elementos, como transformadores de potencia, de medida e interruptores, entre otros.

Se presentan los distintos equipos con los que se realizan las pruebas, medidas y ensayos en una subestación eléctrica.

Como apoyo se indican una serie de enlaces a Internet y unas actividades para que realice el alumnado.

Anexos (disponibles en www.paraninfo.es). Se incluyen tablas, figuras y esquemas, entre otros, relacionados con los contenidos de las distintas Unidades.

La editorial recomienda que el alumno realice las actividades sobre el cuaderno y no sobre el libro.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Red eléctrica

1

Los contenidos de esta Unidad se refieren, principalmente, a la estructura general de la red eléctrica. Se trata de analizar los distintos elementos que componen esta red eléctrica, que comienza en las centrales eléctricas y llega a los receptores de los abonados.

Contenidos

- 1.1. Introducción
- 1.2. Elementos de la red eléctrica
- 1.3. Estructura del sistema eléctrico
- 1.4. Elementos de la red de distribución en media y baja tensión
- 1.5. Esquemas típicos de distribución en media tensión
- 1.6. Telemando/telecontrol de una red eléctrica
- 1.7. Red inteligente *(smart grid)*
- 1.8. Criterios de seguridad en la red de alta tensión
- 1.9. Flujo de potencia en el sistema de transporte de energía eléctrica
- 1.10. Transporte de energía eléctrica en alta tensión en corriente continua (HVDC)

Objetivos

- Identificar las distintas partes que componen la red eléctrica convencional y *smart grid*.
- Interpretar las distintas formas de distribución eléctrica existentes.
- Analizar las distintas situaciones que se presentan en los flujos de potencia en las líneas de transporte en alta tensión (AT).
- Analizar las características que presenta el transporte de energía eléctrica en alta tensión en corriente continua (HVDC).
- Distinguir los distintos esquemas generales de la red eléctrica por sus símbolos y funciones.

CamScanner

1.1. Introducción

La mayoría del consumo de electricidad se realiza en corriente alterna, y el gran inconveniente que tiene este tipo de corriente es que no se puede acumular. Debemos producir en cada instante toda la energía eléctrica que consumimos, lo que implica tener un sistema eléctrico complejo que disponga de regulación y automatización.

Un sistema eléctrico está formado principalmente por las centrales generadoras de energía eléctrica, las líneas de transporte de la electricidad que las mismas producen, las subestaciones de interconexión o reductoras (disminuir tensión), los centros de transformación y las instalaciones interiores o receptoras de esa energía eléctrica.

Para que la energía eléctrica llegue desde la generación a los centros de consumo se necesitan las llamadas redes de distribución en alta tensión y redes de distribución en baja tensión.

Estas redes de distribución están formadas principalmente por líneas aéreas y subterráneas, tanto de AT (alta tensión) como de BT (baja tensión) y por los centros de transformación.

Esta red se caracteriza por ser centralizada (la generación se concentra en grandes centrales eléctricas, normalmente a grandes distancias de los consumos) y unidireccional (la energía fluye en un único sentido desde las centrales a los consumidores).

Figura 1.1. *Central hidroeléctrica.*

ENLACES WEB

Funcionamiento de los principales tipos de centrales eléctricas:
http://www.unesa.es/graficos.html

Demanda de energía eléctrica en España en tiempo real:
http://www.demanda.ree.es/demanda.html

1.2. Elementos de la red eléctrica

La energía eléctrica que producen los alternadores de las centrales eléctricas es a una tensión entre 10 kV y 25 kV aproximadamente. Tensiones superiores a esta serían poco rentables.

Este valor de tensión debemos aumentarlo para conseguir que en el transporte se pierda la menor cantidad posible de energía.

Una vez que se transporta toda esta energía, debemos reducirla de tensión para que pueda ser utilizada por los receptores.

Los valores normalizados de tensión en España, son: 400, 220, 132, 66, 20, 0,4, 0,23 kV.

Los distintos elementos que intervienen en este proceso son: generación, transporte, distribución en AT, centros de transformación, distribución en BT, acometidas, líneas generales de alimentación, instalaciones de enlace e instalaciones receptoras o interiores.

Figura 1.2. *Subestación de instalación fotovoltaica.*

ENLACES WEB

Partes características de la red eléctrica:
http://fotosdeelectricidad.es/?page_id=807 (red eléctrica).

En la Figura 1.3 se indica, de forma resumida, la ubicación de las distintas partes que componen las instalaciones de generación, transporte y distribución en MT de la red eléctrica.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Central eléctrica

Transformador elevador en la central

Subestación distribuidora en la central

GENERACIÓN

Subestación distribuidora y/o transformadora

A mayor tensión, menor intensidad y, por tanto, menos pérdidas en las líneas de transporte.

TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN EN MAT

Subestación reductora

Líneas aéreas o subterráneas de MT

Centros de transformación en edificio o intemperie

RED DE DISTRIBUCIÓN EN MT

Figura 1.3. Ubicación de los distintos elementos que componen las instalaciones de generación, transporte y distribución en MT de la red eléctrica.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

En la Figura 1.4 se indica la ubicación de las redes de distribución de BT.

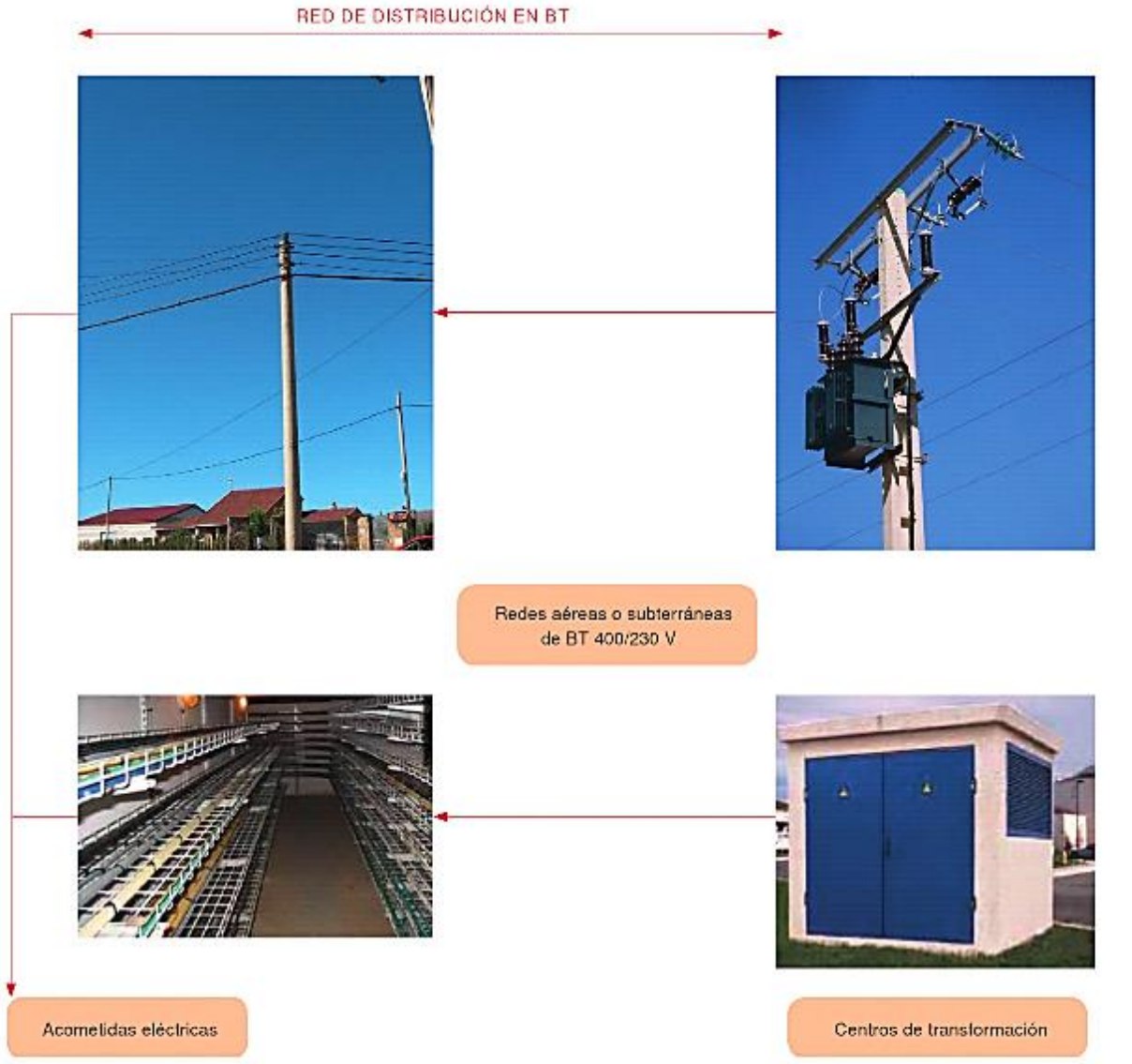


Figura 1.4. *Esquema de los elementos de una red de distribución en baja tensión.*

1.3. Estructura del sistema eléctrico

En este apartado se indica la forma de conexionar entre sí de las distintas partes de una red eléctrica, indicando cómo son las formas que adoptan las mismas.

1.3.1. Instalaciones que conforman la red eléctrica

Se puede observar que, desde las centrales eléctricas hasta los centros de consumo, la situación de las redes de transporte, reparto y distribución está en función, entre otros factores, del nivel de tensión.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

En la Figura 1.5 se indica, de forma simplificada, un ejemplo de una red eléctrica con sus distintas zonas.

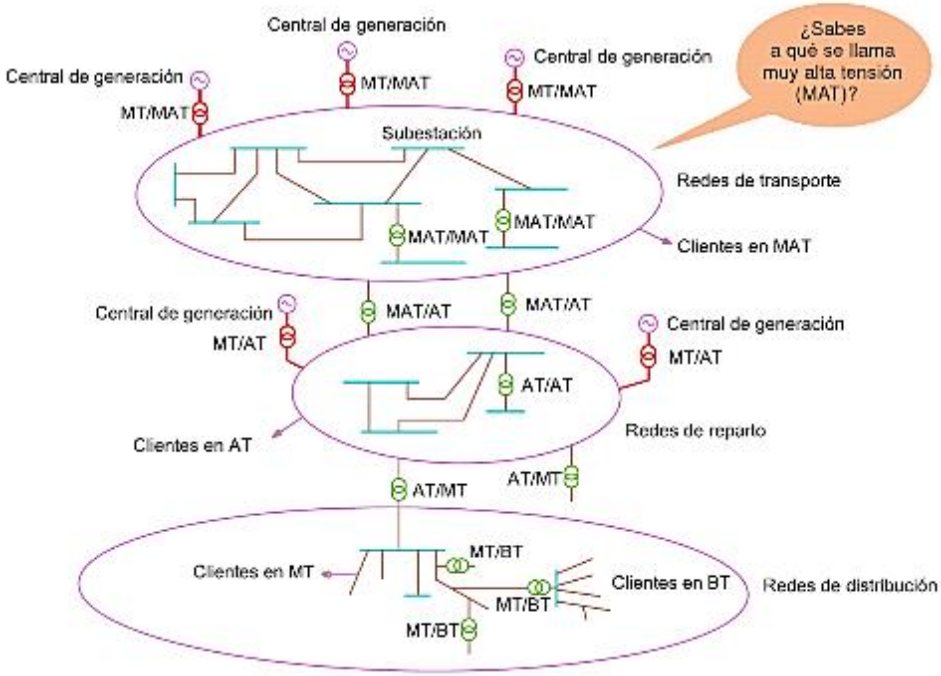


Figura 1.5. *Instalaciones que conforman una red eléctrica.*

1.3.2. Tipos de redes eléctricas

En función de cómo se distribuye la energía eléctrica, las redes eléctricas pueden ser, en general, de tres tipos (radial, bucle o malla). En la Figura 1.6 se indican las características de los distintos tipos.

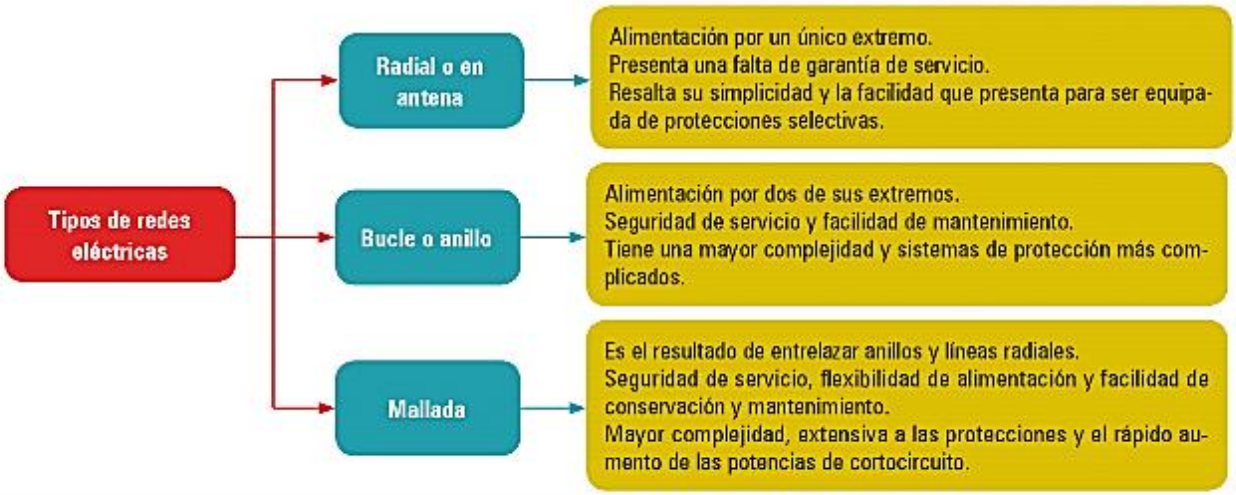


Figura 1.6. *Tipos de redes eléctricas.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

En la Figura 1.7 se indica, de forma simplificada, un ejemplo de una red eléctrica de tipo mallado y radial.

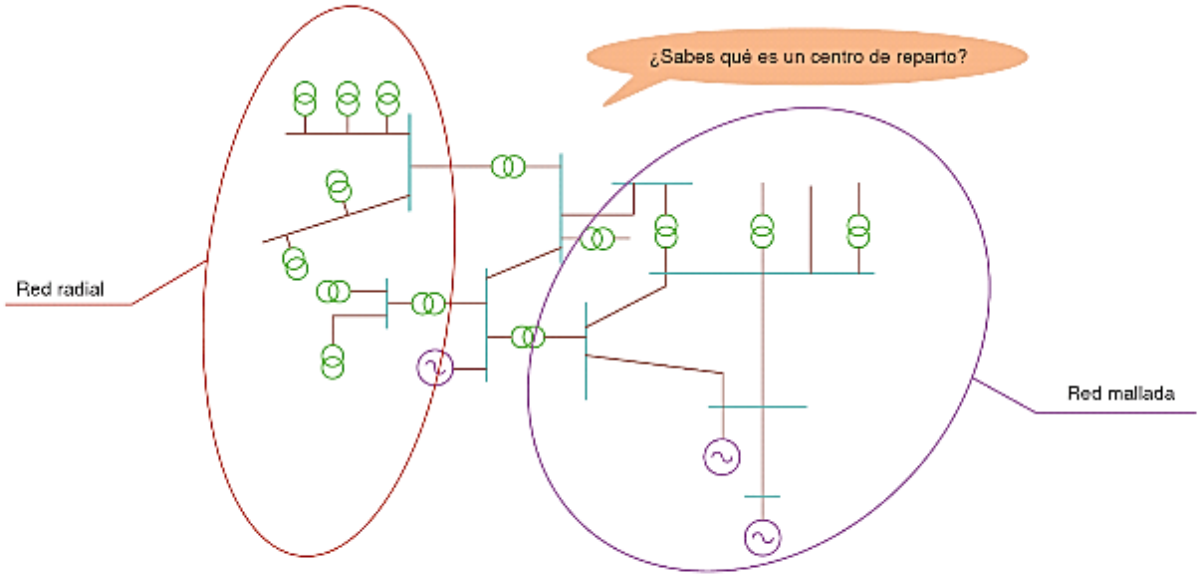


Figura 1.7. *Red eléctrica mallada y en radial.*

SABÍAS QUE

Las redes de alta tensión de transporte son las que funcionan en modo mallado, a medida que se baja a tensiones menores el funcionamiento es en modo radial.

En el nivel de distribución de las redes de AT, aun teniendo estructura mallada, es radial, es decir, se abren ciertas cantidades de ramas a fin de poder alimentar todas las cargas y la red queda radial. En caso de pérdida de servicio de alguna parte se conectan otras (que estaban desconectadas) para que nuevamente la red, con un nuevo esquema radial, preste servicio a todos los usuarios. Se puede decir que la red mallada funciona como una red radial dinámica (que cambia).

En la Tabla 1.1 se indica un ejemplo donde se puede apreciar que una misma estructura de red puede ser explotada con igual o distinta estructura.

Si se desea mantener las mallas cerradas, hay que considerar que los sistemas de protección deberán garantizar el buen funcionamiento separando exclusivamente el tramo que se encuentre con la falta. Esta es la principal dificultad cuando se plantean sistemas mallados a nivel de distribución y se los hace funcionar como radiales, para facilitar la identificación de los puntos donde ocurren las faltas.

Tabla 1.1. Variantes entre estructura y explotación en una red de AT

Arquitectura de la red de AT			
Tensión (kV)	**Función**	**Estructura**	**Explotación**
220	Transporte o reparto	Mallada	Mallada o radial
132	Reparto	Mallada	Mallada o radial
66	Reparto	Mallada	Mallada o radial
45	Reparto	Mallada	Radial o mallada
15-20	MT	Mallada o radial	Radial
0,400	BT	Radial o mallada	Radial

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

La red de alta y muy alta tensión tiene siempre estructura de red mallada, de la que se desprenden estructuras arborescentes radiales, que con el tiempo (al desarrollarse la zona) se convierten en nuevas mallas. A su vez, al superponerse a una red de alta tensión, otra mayor, la de menor tensión, reduce su función de transporte a función de distribución, y entonces frecuentemente pierde su estructura mallada y se hace nuevamente radial.

SABÍAS QUE

Los agentes que intervienen en el sistema eléctrico de España son: generadores, productores en régimen especial, transportistas, distribuidores, comercializadores, consumidor cualificado, Administración General del Estado y Comisión Nacional de Energía.

Otros tipos de redes de alta tensión son:

- Nudo.
- Nudo mallado.
- Puente.
- Derivación en T.

1.4. Elementos de la red de distribución en media y baja tensión

En media tensión figuran las redes de distribución, tanto aéreas como subterráneas, las cuales llegan a los centros de transformación. De aquí salen las redes en BT que también pueden ser aéreas o subterráneas, y que finalizan en las acometidas. En la Figura 1.8 se pueden apreciar los distintos elementos que conforman las redes de distribución en MT y BT.

ENLACES WEB

Partes de la red eléctrica: http://www.unesa.net/unesa/unesa/distribucion/distribucion_flash.html

Figura 1.8. *Esquema de la red de distribución en media y baja tensión.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

1.5. Esquemas típicos de distribución en media tensión

En este apartado se indica una serie de esquemas con los principales sistemas de distribución de la energía eléctrica en media tensión.

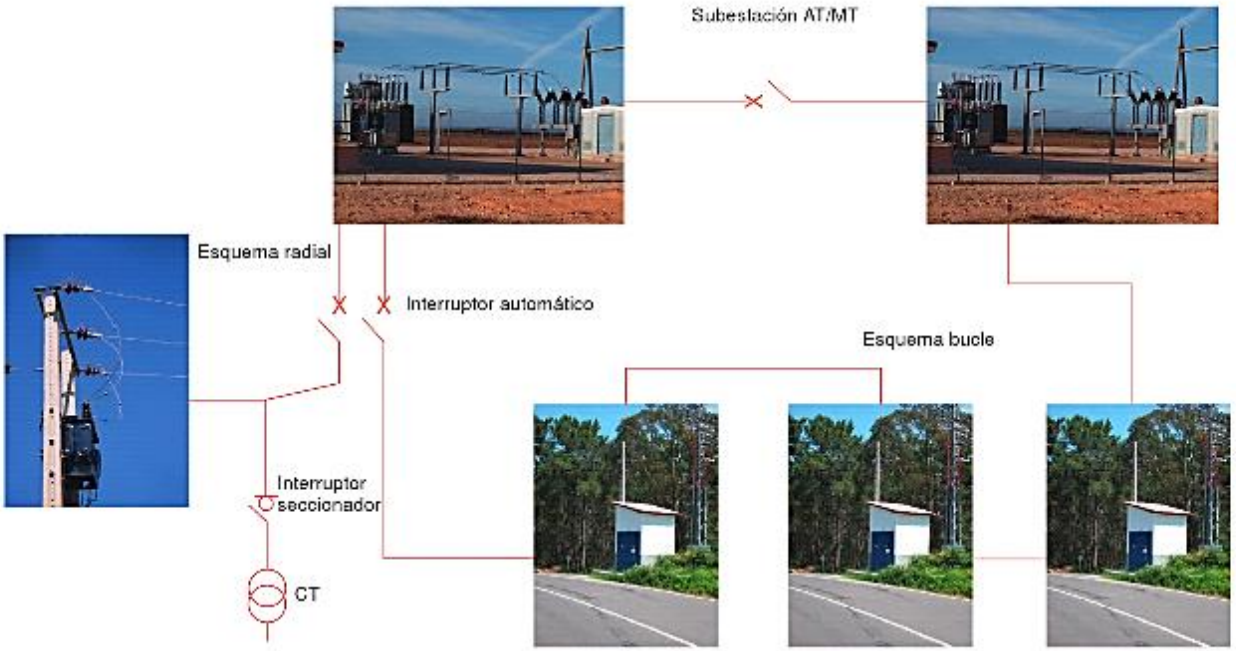


Figura 1.9. *Esquemas en radial y en bucle de una red de distribución de media tensión.*

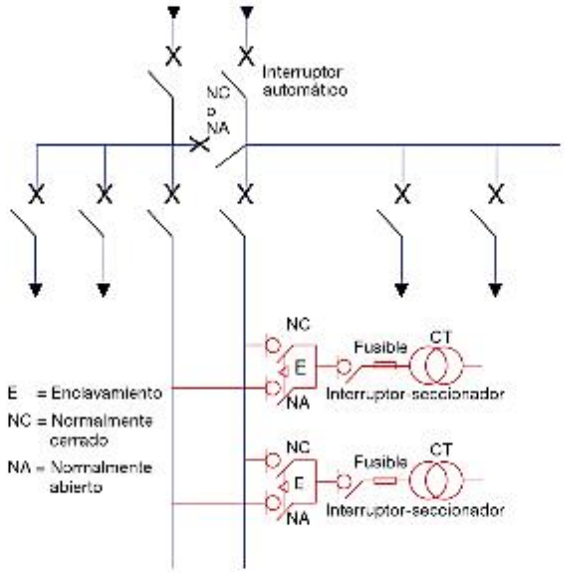


Figura 1.10. *Acometidas en paralelo o derivación.*

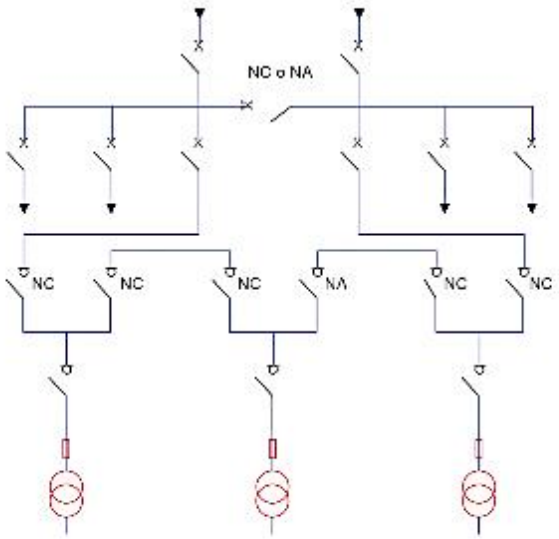


Figura 1.11. *Conexión en bucle abierto.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

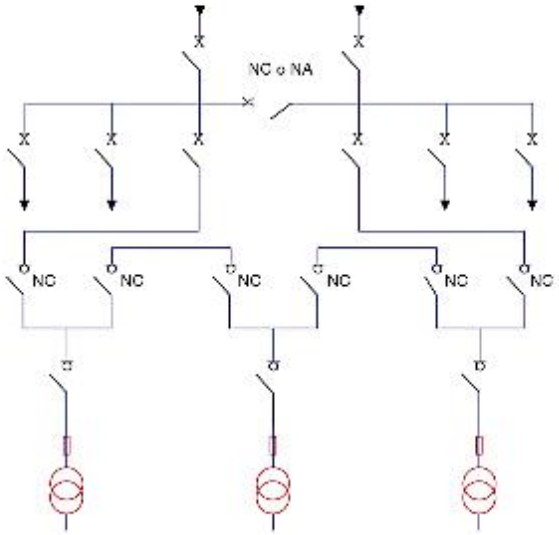


Figura 1.12. *Conexión en bucle cerrado.*

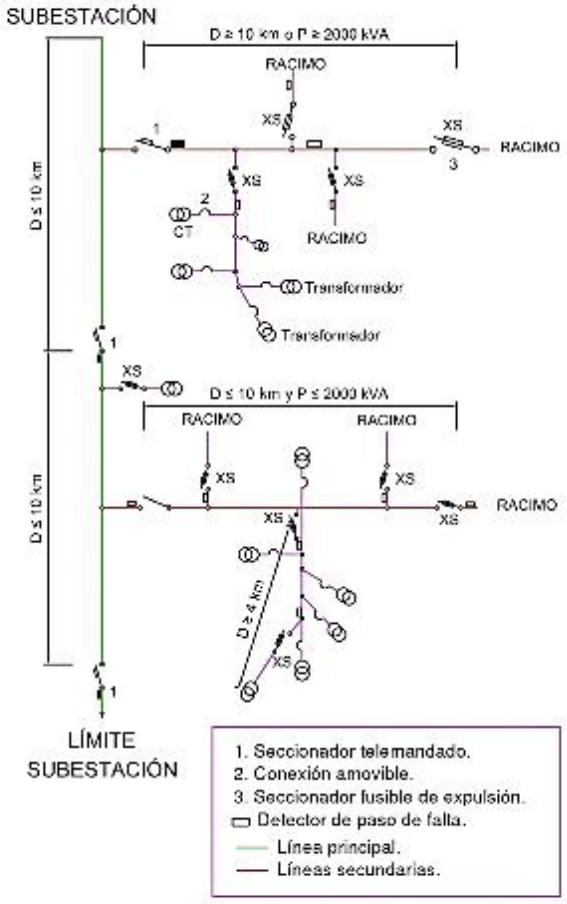


Figura 1.13. *Esquema de una red aérea de MT.*

En la Figura 1.13 se expone un ejemplo de un esquema de una red aérea de MT.

Figura 1.14. *Seccionador fusible de expulsión (XS).*

Figura 1.15. *Seccionador telemandado.*

Figura 1.16. *Detector de paso de falta.*

SABÍAS QUE

- La línea principal sale del interruptor de MT de la subestación. En algunos casos se cierra con otra línea de la misma u otra subestación próxima.
- Las líneas secundarias derivan de la línea principal. Siempre serán abiertas.
- Los centros de transformación (CT) se agruparán en racimos de hasta 8 transformadores y 400 kVA de potencia total instalada.
- Como elemento de ayuda en la localización de averías, se instalarán en diversos puntos de la línea indicadores luminosos de paso de falta.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

SABÍAS QUE

En algunos países (EE. UU., Canadá, entre otros) se suelen instalar líneas aéreas de MT con tres fases y neutro. Este sistema se basa en los siguientes principios:

- Distribución máxima en MT, limitando la longitud de las salidas de BT para reducir las pérdidas.
- Distribución del neutro de MT con una puesta a tierra regular, por ejemplo, cada 300 m.
- Líneas de MT trifásicas en la red principal, con derivación en trifásico, bifásico o monofásico para los suministros de MT/BT.

Este sistema reduce el coste de las líneas, las pérdidas y sobretensiones debidas a los defectos, pero requiere puestas a tierra del neutro de gran calidad.

Para obtener un grado de protección de las personas es necesario incluir numerosos aparatos de MT (fusibles, reconectadores, seccionalizadores).

La selectividad entre las protecciones es compleja.

La explotación y el mantenimiento son más exigentes que para las redes aéreas de MT con tres fases.

- Se requiere un personal muy cualificado para el mantenimiento de la aparamenta y la regulación de protecciones.
- Deben preverse importantes *stocks* de recambios (distintos calibres de fusibles, entre otros).

Este sistema se justifica en países de gran superficie y escasa densidad de carga.

En la Figura 1.17 se indica un esquema de un sistema de red aérea de MT con tres fases y neutro.

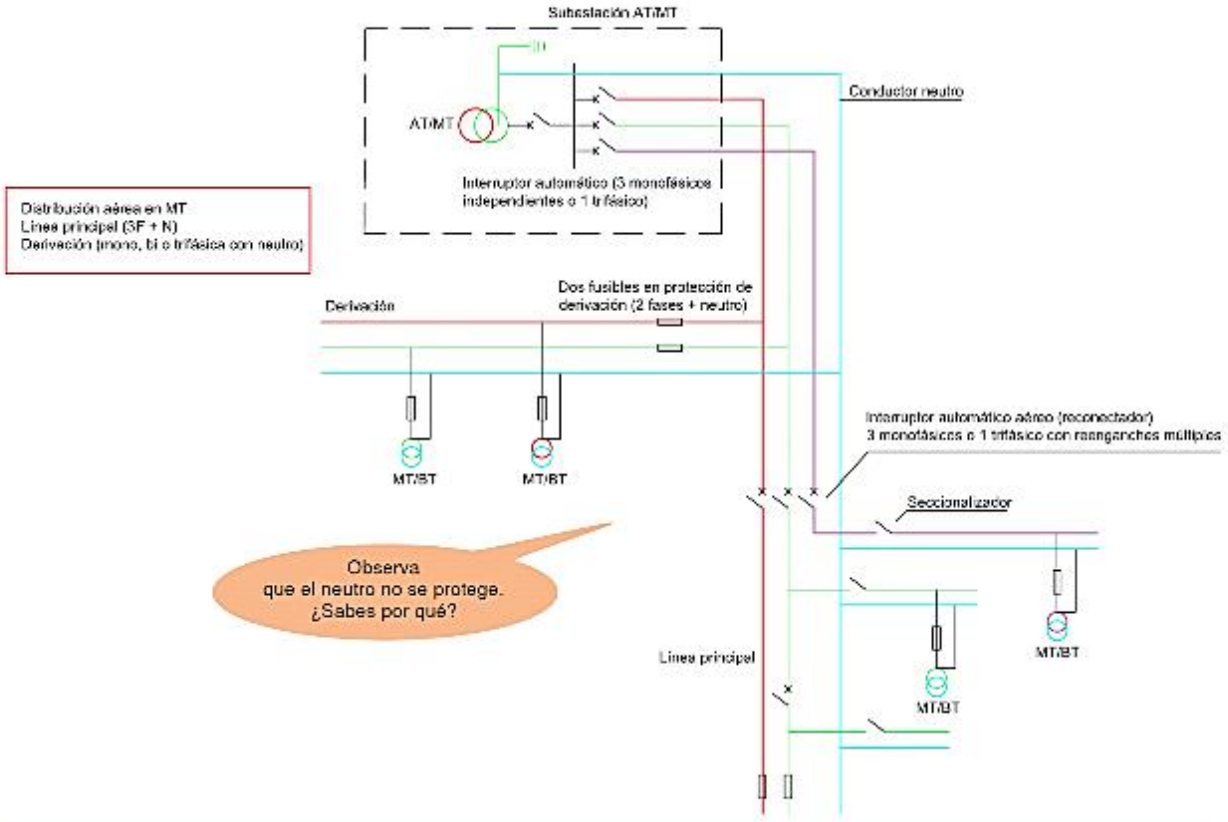


Figura 1.17. *Esquema de red aérea de MT con tres fases y neutro.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

En la Figura 1.18 se puede apreciar un apoyo de una línea aérea con tres fases y neutro.

Figura 1.18. *Línea aérea con tres fases y neutro.*

En las siguientes figuras se indican algunos esquemas típicos de una red urbana subterránea de MT.

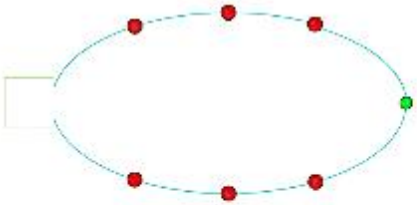


Figura 1.19. *Estructura en pétalo.*

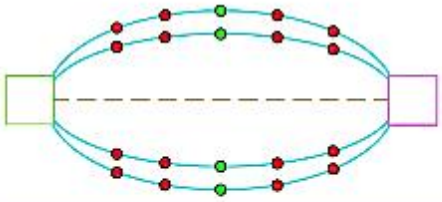


Figura 1.20. *Estructura en huso.*

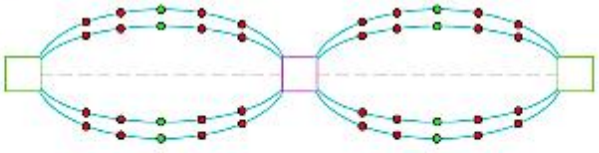


Figura 1.21. *Estructura en huso apoyado.*

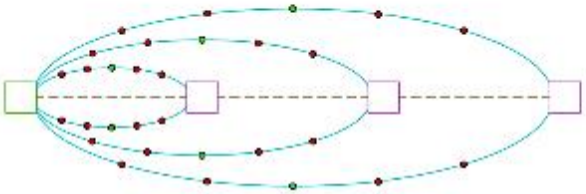


Figura 1.22. *Estructura en espiga.*

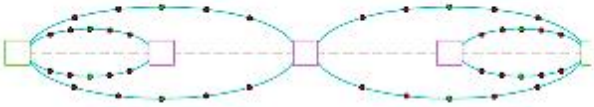


Figura 1.23. *Estructura en espiga apoyada.*

Las definiciones de todas estas estructuras las puedes ver en Conceptos clave.

SABÍAS QUE

Los puntos de alimentación serán siempre las salidas de MT en las subestaciones y, excepcionalmente, en los centros de reparto (centro fuertemente alimentado, en el que una o más líneas de alta tensión se derivan de otras de la misma tensión), y los puntos de socorro serán los centros de reflexión.

Las redes urbanas con líneas de alimentación subterránea en media tensión son con explotación radial.

En la red urbana subterránea de media tensión todos los centros de transformación y circuitos dispondrán de doble alimentación. La red será acoplable para evitar cortes en maniobras programadas y permitirá el trasvase de cargas. La estructura permitirá su adaptación a la evolución de la demanda a lo largo del tiempo.

RECUERDA

Hay que diferenciar entre la estructura que tiene una red de AT y su forma de explotación.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

En la Figura 1.24 se expone un esquema general de una red urbana de media tensión.

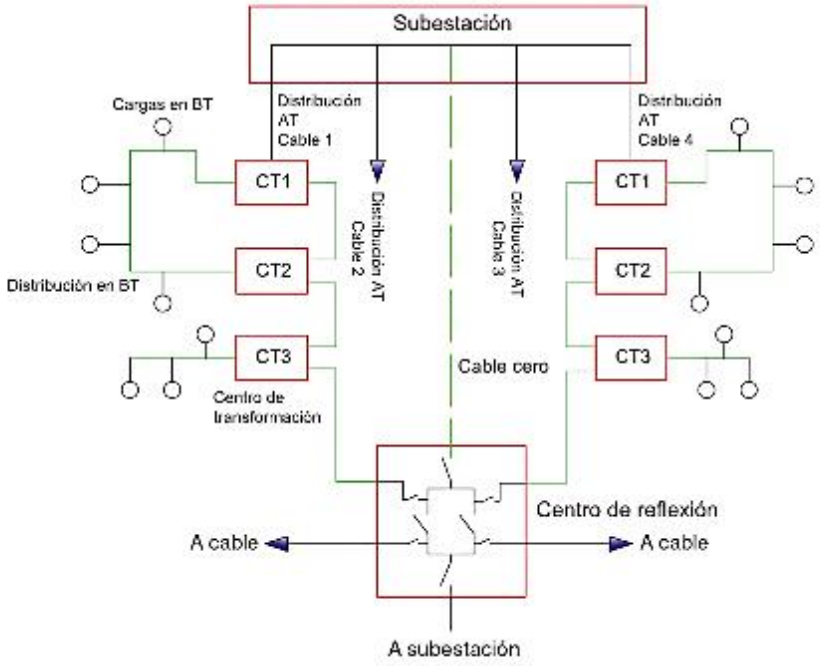


Figura 1.24. *Red urbana de media tensión.*

1.6. Telemando/telecontrol de una red eléctrica

El telemando de las redes de media tensión permite la explotación desde un centro de mando para:

- Mejorar la calidad y la continuidad del servicio.
- Disminuir los retardos de intervención.
- Controlar el reparto de cargas.
- Reducir los costes de explotación de la red.

Las formas típicas de realizar el telemando de las instalaciones son:

- Por onda portadora (propios conductores eléctricos).
- Por vía radio.
- Por fibra óptica.

Las líneas de alta tensión llevan en la parte superior el llamado hilo de guarda, para protección contra las descargas atmosféricas. Modernamente se utilizan cables con fibra óptica que realizan la función de hilo de guarda o hilo de tierra y telemando. También existe la posibilidad de utilizar un conductor de fase con fibra óptica.

Figura 1.25. *Telemando por fibra óptica.*

Figura 1.26. *Telemando por vía radio.*

Figura 1.27. *Telemando por onda portadora.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Para utilizar el telemando por onda portadora se necesita disponer de una serie de elementos adicionales en las líneas, como son los equipos de acoplamiento capacitivo (condensadores) y las bobinas de bloqueo, entre otros.

1.6.1. Sistema de telecomunicaciones por fibra óptica

La fibra óptica transporta luz, de ahí su gran utilización, pues no tiene interferencias con campos eléctricos.

Para la instalación de cables ópticos para telemando existen diversas alternativas, según se indica de forma resumida en la Tabla 1.2.

Sistemas de cableado

Las características de los sistemas de telemando por fibra óptica se indican a continuación:

Sistema de cableado (OPGW)

Es utilizado, normalmente, en líneas aéreas de AT y MAT (muy alta tensión) como cable de tierra y de comunicaciones por fibra óptica.

Las distintas partes que componen un cable compuesto tierra óptico (OPGW) se indican en la Figura 1.29.

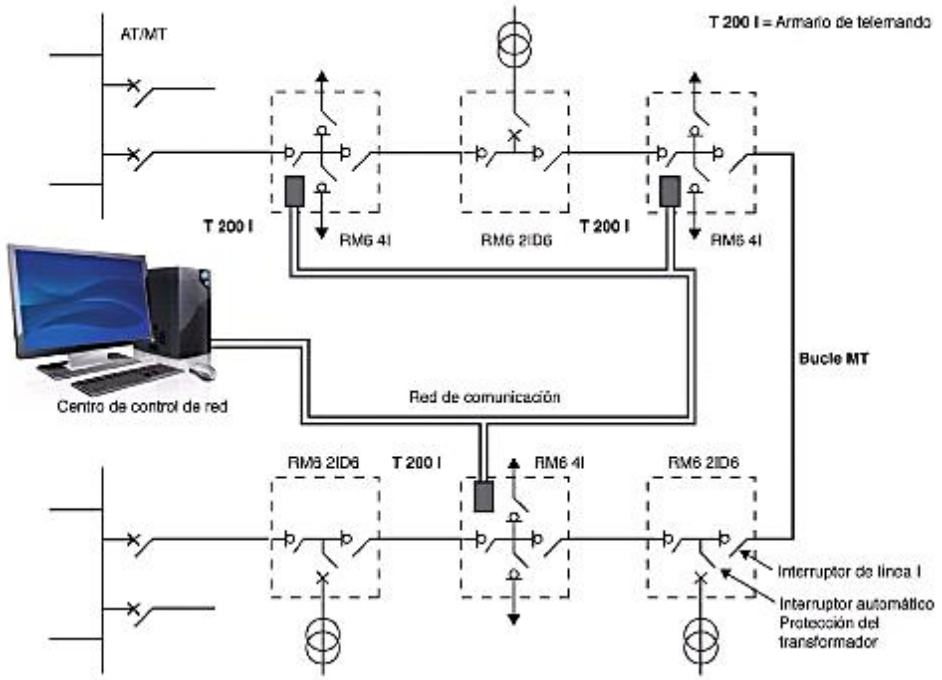


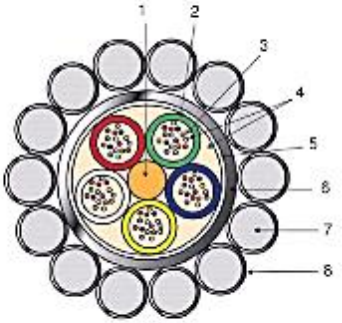
Figura 1.28. *Continuidad del servicio garantizada con el telemando. Cortesía de Schneider Electric.*

Tabla 1.2. Sistemas de telecomunicaciones por fibra óptica

Con o sin tierra	Líneas de nueva construcción	Líneas existentes
Líneas con conductor de tierra	Cable OPGW	Sustitución del conductor de tierra por el cable OPGW
		Cable óptico dieléctrico adosado al conductor de tierra (ATZ)
Líneas sin conductor de tierra	Cable OPPC (conductor de fase - óptico)	Si se le desea añadir conductor de tierra, instalar OPGW previa colocación de soportes
	Cable autosoportado (ADSS)	Cable óptico adosado al conductor de fase (ATZ)
		Cable autosoportado (ADSS)

© Ediciones Paraninfo

CamScanner



1. Elemento central (fibra de vidrio + resina).
2. Segunda protección de tubos de PB T.
3. Fibras ópticas.
4. Relleno antihumedad.
5. Cintas simétricas para ligar el núcleo.
6. Tubo de aluminio.
7. Hilos de acero recubiertos de aluminio.
8. Recubrimiento de aluminio.

Figura 1.29. *Partes características de un cable OPGW (Optical Power Ground Wire).*

En general, el sistema y equipamiento necesario para la instalación del cable OPGW es similar al utilizado en la del hilo de guarda y/o conductor de fase estándar; sin embargo, debido a la existencia del núcleo de fibra óptica, debe tenerse un especial cuidado en evitar cualquier daño sobre las fibras, respetando siempre los radios mínimos de curvatura, golpes bruscos, sobrepresiones en las grapas, etc., debido a lo cual se utilizan máquinas y elementos específicos para la instalación de cables OPGW. Actualmente existen en el mercado varios tipos de cables OPGW.

Las cajas de empalme son los elementos en los cuales se alojan y organizan los empalmes del cable de fibra óptica.

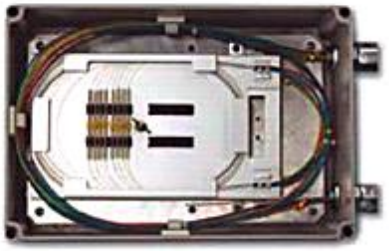


Figura 1.30. *Caja de empalme.*

El método de **instalación** habitualmente utilizado es el de tensión, siempre y cuando sea posible. Básicamente es el mismo método utilizado en el tendido de los cables de guarda o de fase convencional, y consiste en elevar el cable OPGW sobre una serie de poleas temporales localizadas en cada una de las estructuras.

Sistema de cableado autosoportado dieléctrico (ADSS)

Representa un medio de comunicación de gran flexibilidad para líneas aéreas, sin necesidad de requerir de ningún elemento soporte.

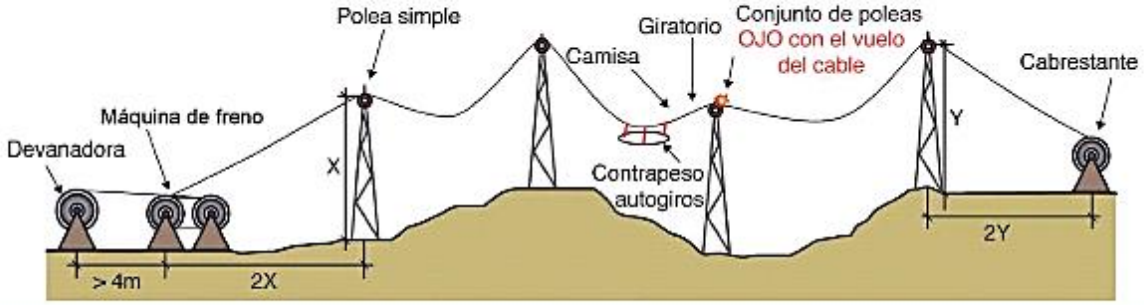


Figura 1.31. *Tendido del cable OPGW.*

Figura 1.32. *Cable aéreo autosoportado dieléctrico (ADSS).*

Figura 1.33. *Componentes de un cable ADSS.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Sistema de cableado adosado

Consiste en un cable de fibra óptica dieléctrico que se enrolla helicoidalmente en el cable de guarda o en el conductor. Para su instalación se emplea una máquina diseñada especialmente para tender el cable en condiciones muy controladas.

Figura 1.34. *Máquina de tendido del cable adosado de fibra óptica. Cortesía de SEMI.*

Sistema de cableado OPPC (Optical Phase Conductor)

Es el sustituto natural del cable OPGW cuando la línea carece de cable de tierra. Tiene la misma estructura constitutiva del cable OPGW, pero adaptado a las características y prestaciones de un cable de fase tradicional.

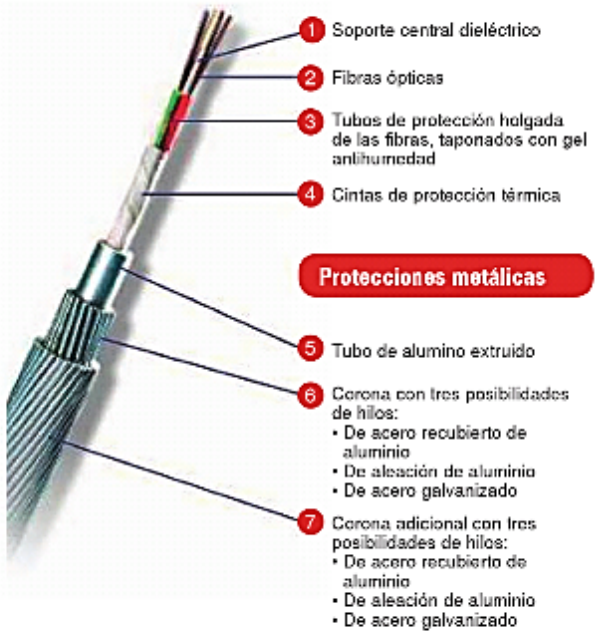


Figura 1.35. *OPPC con tubo de aluminio central extruido.*

En general, existen los siguientes tipos de cable OPPC:

- OPPC con tubo de aluminio central extruido.
- OPPC con tubo de acero inoxidable.

En la Figura 1.35 se muestran las distintas partes de un cable OPPC con tubo de aluminio.

ENLACES WEB

Conductores ópticos para telemando:
http://www.prysmian.es/telecom/opgw/products/

1.6.2. Sistema de comunicaciones por onda portadora

Uno de los sistemas utilizados para telemandar los interruptores de centros de distribución está basado en una comunicación por onda portadora, que utiliza como soporte físico la propia red de distribución en media tensión. Este sistema permite comunicaciones bidireccionales, por lo que soporta todo tipo de funciones de control y mando.

Este sistema de telecontrol integral para redes de distribución contempla dos niveles:

- El nivel primario de comunicaciones comprende desde el puesto central hasta unidades de comunicación situadas en las subestaciones de transformación. Está constituido por sistemas de comunicación básicos, tales como ondas portadoras en AT, radio, fibra óptica, etcétera.
- El nivel secundario de comunicaciones comprende la red de distribución, a partir de las subestaciones de transformación en donde se inyecta la señal de onda portadora hasta los elementos de control, situados en los centros de distribución.

Dado que con este sistema la propia red de distribución es la vía de comunicaciones, es necesario que los diferentes elementos de maniobra no corten la línea y, por tanto, el camino de comunicación, puesto que en este caso, podrían quedar algunas zonas de la red aisladas del puesto central y, por tanto, sin acceso a un determinado número de equipos de control. Si esto ocurriera, estos equipos quedarían fuera de servicio y la reposición de la línea debería hacerse manualmente.

En las subestaciones, este hecho afecta sobre todo a los interruptores de cabecera de las diferentes líneas de distribución, que tienen su origen en las mismas.

Dado que las protecciones contra faltas en la línea están asociadas a los interruptores de cabecera, en caso de fallo

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

se abrirá dicho interruptor, y para mantener la comunicación es necesario inyectar la señal detrás de dicho interruptor a la salida de la línea.

Además, como la comunicación por onda portadora de alta frecuencia no precisa tensión eléctrica en la línea por la cual transmite o recibe, será independiente del estado abierto o cerrado de dichos interruptores, siempre que exista continuidad física en la línea. Por el mismo motivo, para el gobierno de los interruptores situados en los centros de seccionamiento o transformación es necesario tomar la señal que va a la remota antes de los interruptores de entrada de las líneas.

1.6.3. Sistema de comunicaciones por vía radio

En la Figura 1.36 se indica un ejemplo de centro de transformación telemandado por vía radio, siendo este sistema uno de los más utilizados.

Figura 1.36. *Centro de transformación telemandado por vía radio.*

1.6.4. Sistema de protecciones y telecontrol

A la hora de aplicar un sistema de protección y telecontrol se debe tener en cuenta una serie de condiciones, como son:

- **Lógica de funcionamiento de las subestaciones**
  - — Permisos o enclavamientos necesarios para la ejecución de maniobras (local o remota).
  - — Condiciones de actuación de los relés de protección.
- **Arquitectura y equipos de telecontrol**
  - — Gestión en remoto de las subestaciones desde los centros de operación de red.
- **Entradas**
  - — Estado abierto/cerrado de elementos de corte.
  - — Medidas de intensidad/tensión.
- **Salidas**
  - — Actuaciones de control (abrir/cerrar elementos de corte).
  - — Actuaciones de protección (abrir interruptores).

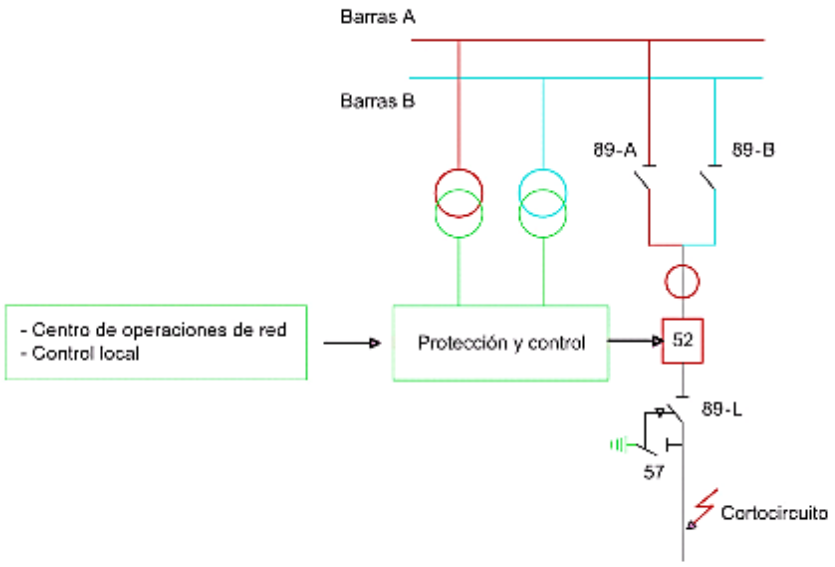


Figura 1.37. *Sistema de protección y telecontrol.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

1.7. Red inteligente *(smart grid)*

La red eléctrica convencional se basa en una generación centralizada y cargas concentradas en puntos concretos. Se trata de una red unidireccional, pues el flujo de energía es en un único sentido desde las centrales eléctricas a los consumidores.

El futuro que se presenta es el de una generación distribuida, establecida en la red de transporte, distribución y en la red de baja tensión (BT). Con esta situación el flujo de energía es bidireccional entre la generación y los consumidores. Aparecen los PROSUMIDORES, nuevos usuarios de la red que son PROductores y conSUMIDORES de energía. La distribución de cargas ha dejado de ser tan concentrada y se ha ramificado.

Se define *smart grid* como una red eléctrica que puede integrar de manera inteligente las acciones de todos los usuarios conectados a la misma, para proporcionar un suministro eléctrico económicamente eficiente, sostenible, con bajas pérdidas y elevados niveles de seguridad y calidad.

El desarrollo de este tipo de red consigue:

- Favorecer la integración de la generación distribuida/renovable y su interconexión con la generación centralizada y ayudar a la gestión de la red.
- Activar la participación de consumidores.
- Reducir significativamente el impacto medioambiental.
- Favorecer la futura incorporación masiva de vehículos eléctricos.
- Pasar de una red pasiva centralizada a una red interactiva descentralizada.

1.7.1. Generación distribuida

La generación distribuida consiste en generar la electricidad cerca de los puntos de consumo o en el mismo punto de consumo, en oposición al concepto de generación centralizada, que actualmente es la forma dominante en las redes convencionales, y que se basa en grandes plantas de generación eléctrica, normalmente alejadas de los centros de consumo.

El auge de la generación distribuida surge por la necesidad de disponer de mayor potencia de generación, la saturación de las actuales redes de transporte y distribución y la irrupción de las energías renovables a gran escala.

La generación distribuida abarca cualquier forma de generación (y acumulación) de energía eléctrica, pero cobra interés cuando se trata de generación con energías renovables.

Los principales sistemas de generación de energía abarcan: solar, cogeneración, eólica, microturbinas de gas, hidráulica, grupos electrógenos y biomasa.

Figura 1.38. *Turbina de gas.*

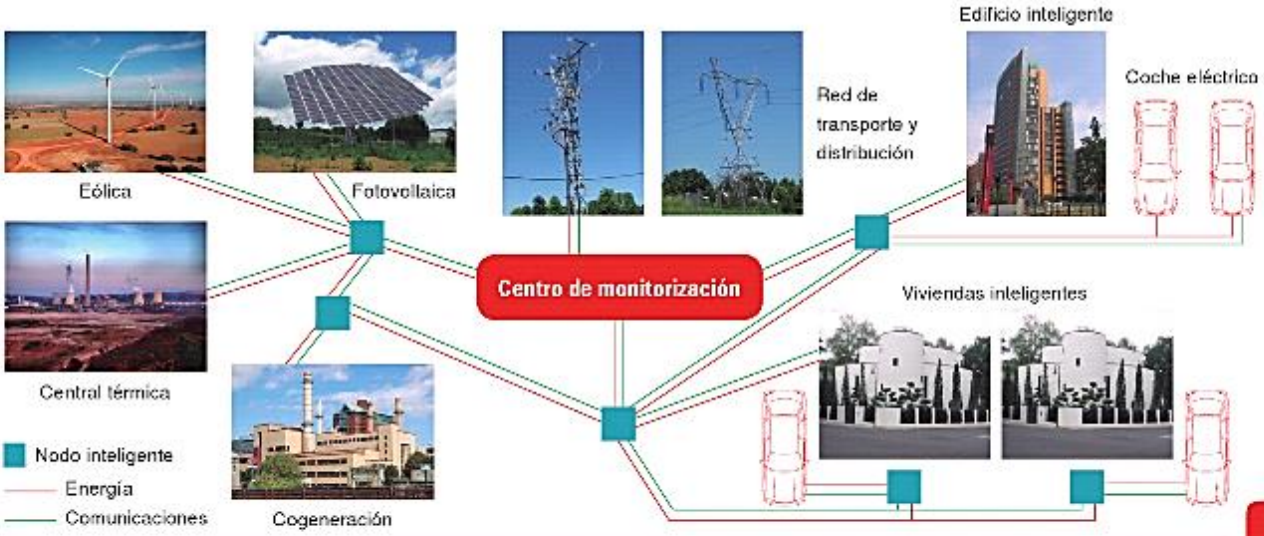


Figura 1.39. *Esquema de una red inteligente.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

La localización de equipos de generación distribuida puede ser: tejados, patios, centros de salud y granjas, entre otros.

En la Figura 1.39 se indica, de forma resumida, un esquema de una red *smart grid*.

1.7.2. Microrredes

Las microrredes son un conjunto de cargas eléctricas, elementos de generación distribuida (cólica, fotovoltaica y microturbina, entre otras) y elementos de almacenamiento (baterías y aire comprimido, entre otros) que, conectados a la red eléctrica a través de un único punto de conexión, llevan asociada una estrategia que gestiona tanto el flujo de energía dentro de la microrred como el intercambio de potencia con la red general de suministro. En la Figura 1.40 se puede apreciar un esquema de una microrred.

Pueden configurarse microrredes con viviendas unifamiliares, edificios de oficinas, bloques de pisos, barrios, administraciones públicas, entornos empresariales e incluso ciudades.

Las microrredes son sistemas pequeños y autónomos con una combinación de energías renovables y convencionales. Durante el día, el administrador del sistema, conectado a la red inteligente, envía el sobrante de electricidad a la red eléctrica. Por la noche, cuando la demanda de electricidad es reducida, compra el excedente a bajo precio y lo almacena. Esto evitará instalar centrales eléctricas adicionales de gran escala.

ENLACES WEB

En el siguiente enlace puedes ver un vídeo de una pequeña aplicación de una red *smart grid* y otro de microrredes:
http://fotosdeelectricidad.es/?page_id=1874

Ventajas

- Aporta equilibrio entre generación y demanda internas.
- Coordina los elementos para dar una respuesta agregada y transparente a la red externa.
- Incrementa la penetración de energías renovables y mejora su gestión y visibilidad.
- Minimiza pérdidas eléctricas.
- Mejora la seguridad del suministro.

1.7.3. Almacenamiento de energía

Uno de los problemas a los que se enfrentan los sistemas de suministro energético es la dificultad de almacenar energía durante los períodos de baja demanda para poderla luego utilizar durante los picos de demanda.

Existen en la actualidad diversos tipos de acumulación distribuida, la mayor parte en desarrollo:

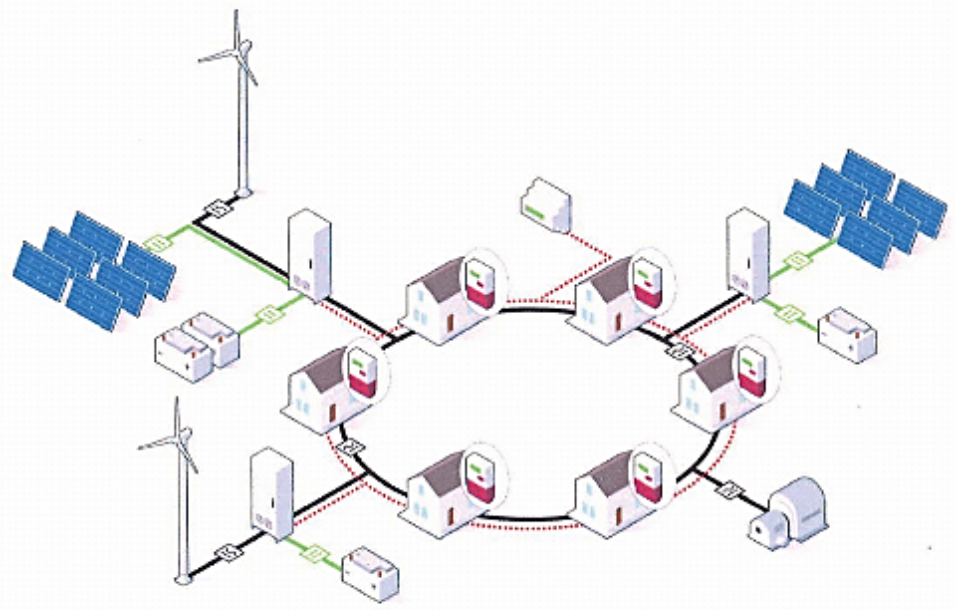


Figura 1.40. *Microrred rural.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Almacenamiento de aire comprimido

Normalmente se denomina CAES, y comprende tanto el sistema de almacenamiento como la turbina de gas que genera electricidad a partir de la expansión de aire comprimido. Consiste en el almacenamiento bajo tierra de aire comprimido a partir de energía consumida de la red en los períodos de bajo coste, para luego poder producir electricidad en los períodos de precios elevados.

Con este sistema lo que se consigue es tener el aire comprimido para utilizarlo en la turbina de gas, con el consiguiente ahorro en este proceso.

En la Figura 1.41 se indica de forma resumida el funcionamiento del almacenamiento de energía con aire comprimido.

Almacenamiento en baterías

Las principales baterías que se utilizan son:

- Plomo-ácido.
- Metal-aire.
- Sulfuro de sodio.
- Redox-vanadio
- Ión-Li (óxido de metal con litio).
- Zn Br.
- NiMH (níquel - hidruro metálico).

Figura 1.42. *Grupo de baterías.*

RECUERDA

La corriente alterna no se puede almacenar en baterías.

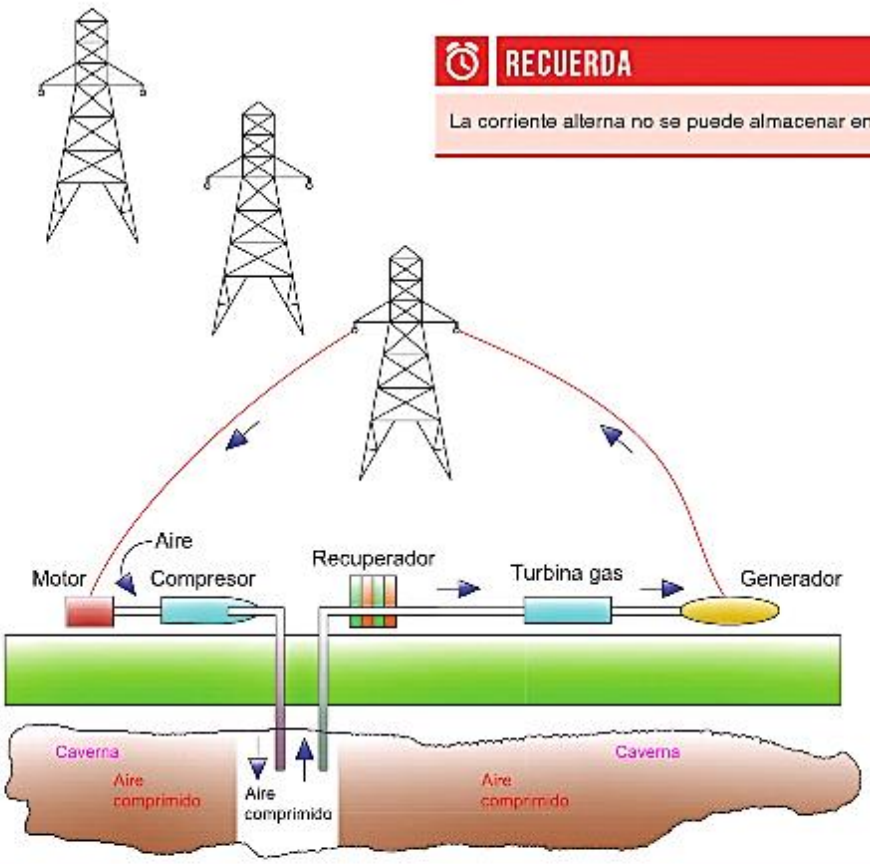


Figura 1.41. *Almacenamiento de aire comprimido.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

En la siguiente figura se puede apreciar una batería de almacenamiento de energía eléctrica de tipo ión-litio en una subestación eléctrica. Tiene una potencia de 1 MW y una capacidad de al menos 3 MWh.

Figura 1.43. *Sistema de almacenamiento de energía eléctrica en una subestación con batería de ión-litio. Fuente: REE.*

Bombeo hidráulico

Las centrales hidroeléctricas permiten el almacenamiento energético mediante el bombeo de agua, desde una presa a un nivel bajo hasta una presa a nivel mayor. De esta forma se puede en horas de menor demanda almacenar energía.

También se pueden utilizar dos grandes depósitos verticales separados, de tal forma que en horas de menor demanda se bombea agua a un depósito superior, y luego se turbina al depósito inferior.

Se puede utilizar almacenamiento bajo tierra mediante pozos y otras cavidades, e incluso bombeando agua de mar.

Figura 1.44. *Central hidroeléctrica de bombeo.*

Almacenamiento cinético. Volantes de inercia

En estos dispositivos la energía eléctrica se almacena como energía cinética que mueve un rotor y un volante de inercia. Almacenan la energía de forma cinética mediante la aceleración del rotor y del volante a una velocidad muy alta y liberan energía al invertir el proceso de carga, empleando el motor como generador.

Figura 1.45. *Volante de inercia.*

Almacenamiento en supercondensadores

Estos supercondensadores almacenan energía eléctrica entre los dos condensadores eléctricos en serie, que forman mediante iones del electrolito.

Se basan en el aumento del área de las placas, con el consiguiente aumento de la capacitancia.

Figura 1.46. *Supercondesadores. Fuente: Ioxus.*

1.7.4. Contadores inteligentes. *SmartMeter*

La red inteligente parte del conocimiento del estado de consumo y la previsión de generación de toda la red.

Con esta información, las distribuidoras eléctricas podrán disponer de un control en tiempo real sobre la red eléctrica de transporte en alta tensión (AT) y de distribución en media tensión (MT).

Toda esta información será recogida a través de los contadores inteligentes. El objeto es dotar a cada punto de con-

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

sumo de estos contadores para poder recibir la información del consumo y generación en tiempo real.

Los contadores recogen la información de consumo y la envían a los centros de transformación (CT), en los cuales existe un concentrador que recolecta estos datos y envía, a través del sistema de telegestión, la información a las compañías distribuidoras para su gestión.

Figura 1.47. *Contadores inteligentes. Fuente: Endesa.*

1.7.5. Contadores parciales o de medidas secundarias

Son equipos de medida de los consumos de energía activa y reactiva. Realizan las mediciones del consumo diferenciándolo por cargas (climatización, máquinas e iluminación, entre otras), lo cual permite identificar las causas de un posible consumo excesivo.

1.7.6. El vehículo eléctrico (VE)

El desarrollo de redes inteligentes y del vehículo eléctrico está íntimamente relacionado.

El vehículo eléctrico será una carga eléctrica que estará distribuida por toda la red de BT y que precisará de un consumo considerable.

La infraestructura de recarga está formada por los equipos de medida principales, el cuadro eléctrico general, las canalizaciones hasta la estación de recarga y la estación de recarga propiamente dicha, que incluye el punto de conexión y puede incluir un cuadro eléctrico secundario y equipos de medida secundarios.

Los sistemas para realizar la conexión del vehículo eléctrico a la alimentación se indican en la Tabla 1.3.

En la Figura 1.48 se puede ver un equipo de recarga del vehículo eléctrico (VE) en una calle de una ciudad.

Figura 1.48. *Equipo de recarga de VE.*

Tabla 1.3. Modos de carga del vehículo eléctrico

Modo	Conector específico	Tipo de carga	Corriente máxima	Protecciones	Características especiales
1	No	Lenta en CA	16 A por fase (3,7 kW - 11 kW)	Diferencial y magnetotérmica	Conexión del VE a la red de CA utilizando tomas de corriente normalizadas.
2	No	Lenta en CA	32 A por fase (3,7 kW - 22 kW)	Diferencial y magnetotérmica	Cable especial con dispositivo electrónico intermedio con función de piloto de control y protecciones.
3	Sí	• Lenta o semirrápida • Monofásica o trifásica	Según conector utilizado	Incluidas en la infraestructura especial para VE (vehículo eléctrico)	Conexión del VE a la red de alimentación de CA utilizando un equipo específico (SAVE).
4	Sí	En CC	Según cargador	Instaladas en la infraestructura	Conexión del VE utilizando un cargador extremo fijo.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Cuadro eléctrico

Según las necesidades requeridas, el cuadro puede incluir las siguientes funcionalidades:

- Protecciones eléctricas
  - — Protecciones magnetotérmicas + diferencial individual para cada uno de los puntos de conexión.
  - — Protección contra sobretensiones transitorias y temporales.
- Gestión de la energía: incluye un sistema o dispositivo que gestiona las consignas que envía a cada uno de los puntos.
- Gestión de los usuarios.
- Comunicación con el sistema de supervisión.

En las siguientes figuras se indican algunos esquemas posibles de instalaciones para la recarga del vehículo eléctrico. Se basan en la ITC-BT-52 del REBT.

1. Esquema troncal con contador principal en origen y secundarios en las estaciones de carga

Instalación en: garajes colectivos en edificios de viviendas, estaciones de carga para su uso por personas no familiarizadas con riesgos eléctricos y estaciones de carga para uso por personas familiarizadas con riesgos eléctricos.

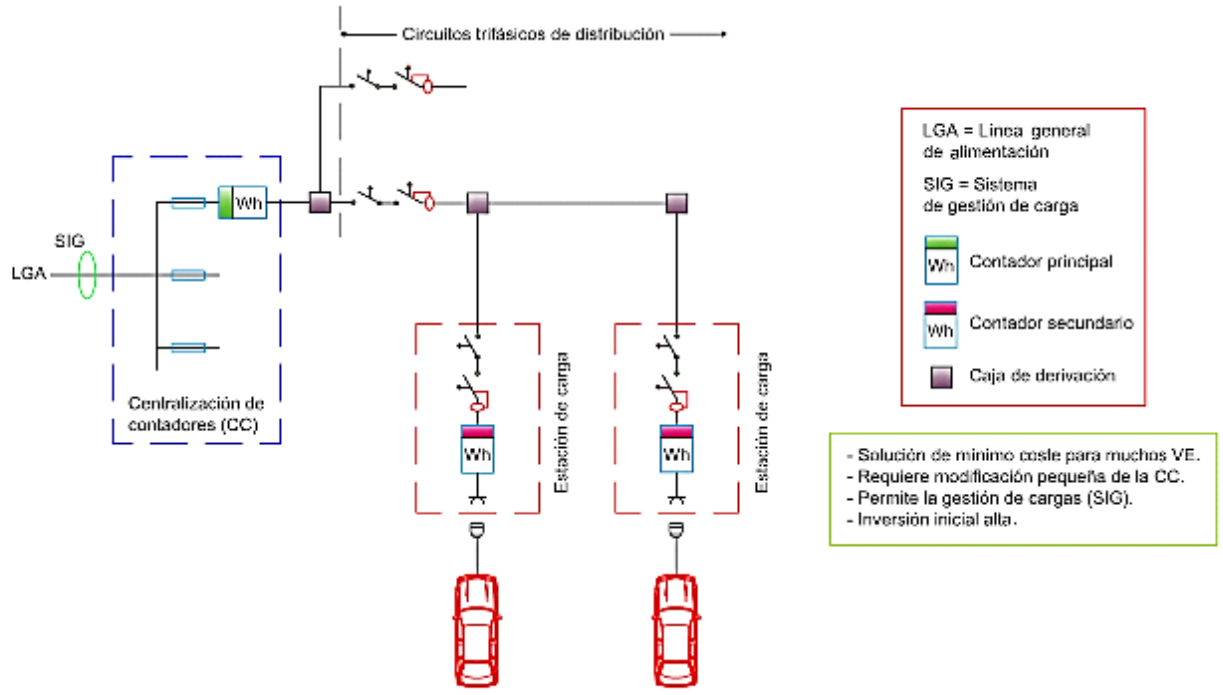


Figura 1.49. *Esquema troncal con contador principal en origen y secundarios en las estaciones de carga.*

Nota

Los esquemas de instalación para la recarga de vehículos eléctricos que se indican en este apartado están basados en un borrador del Ministerio de Industria, dado que la ITC-BT-52 del REBT aún no está aprobada ni publicada.

Distintas organizaciones relacionadas con este tema han criticado el retraso de dicha publicación por parte del Gobierno. A esta conclusión se llegó en una jornada técnica organizada por AEDIVE, que tuvo lugar en la última feria de material eléctrico (Matelec) celebrada en Madrid.

© Ediciones Paraninfo
CamScanner

2. Esquema troncal con un contador principal en cada estación de carga

Instalación en: garajes colectivos en edificios de viviendas.

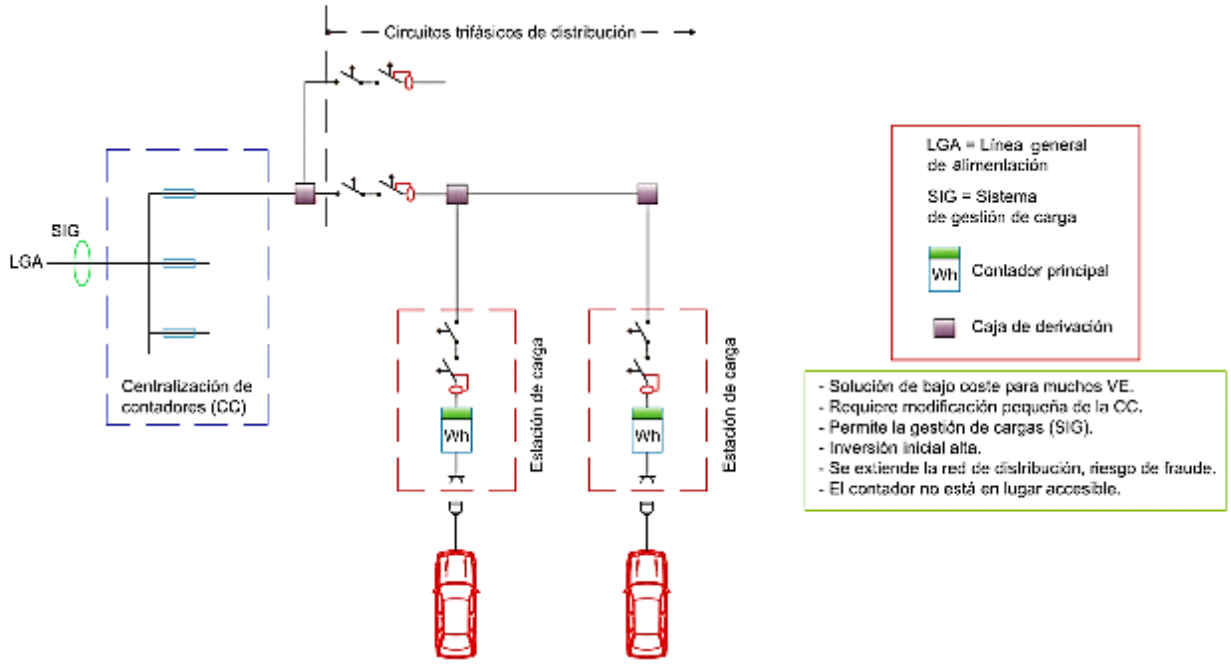


Figura 1.50. *Esquema troncal con un contador principal en cada estación de carga.*

3. Esquema individual con contador principal común con vivienda

Instalación en: garajes colectivos en edificios de viviendas.

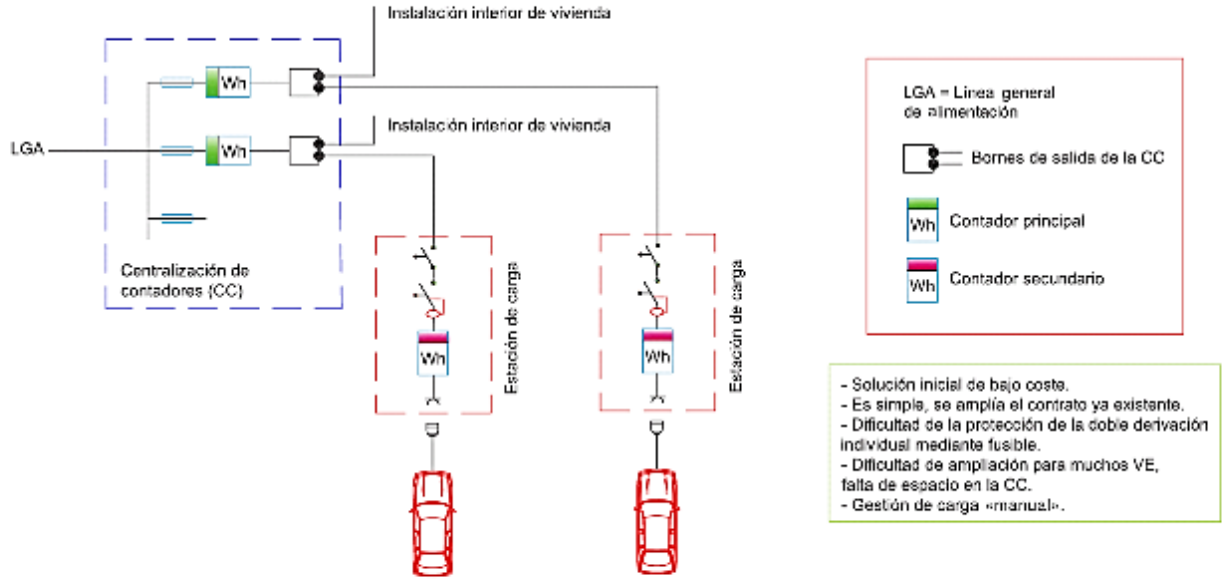


Figura 1.51. *Esquema individual con contador principal común con vivienda.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

4. Esquema individual con contador principal para cada estación de carga

Instalación en: garajes colectivos en edificios de viviendas.

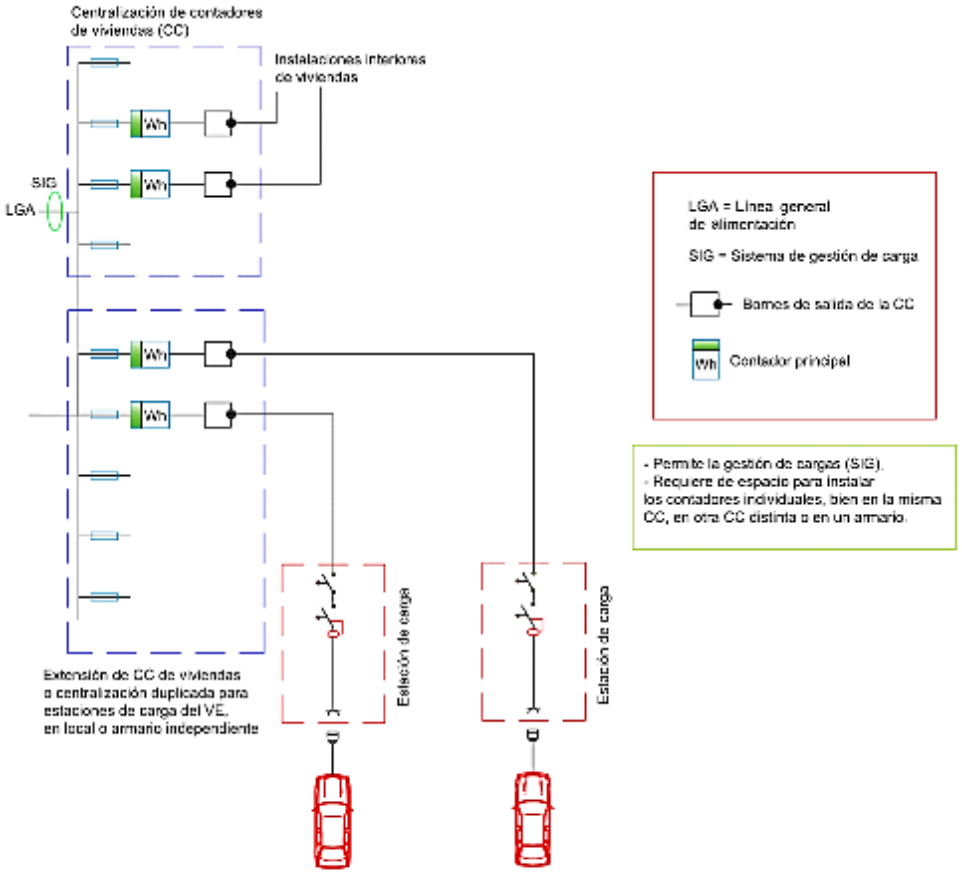


Figura 1.52. *Esquema individual con contador principal para cada estación de carga.*

5. Esquema con circuito adicional para recarga del VE

Instalación en: viviendas unifamiliares, estaciones de carga para su uso por personas no familiarizadas con riesgos eléctricos y estaciones de carga para uso por personas familiarizadas con riesgos eléctricos.

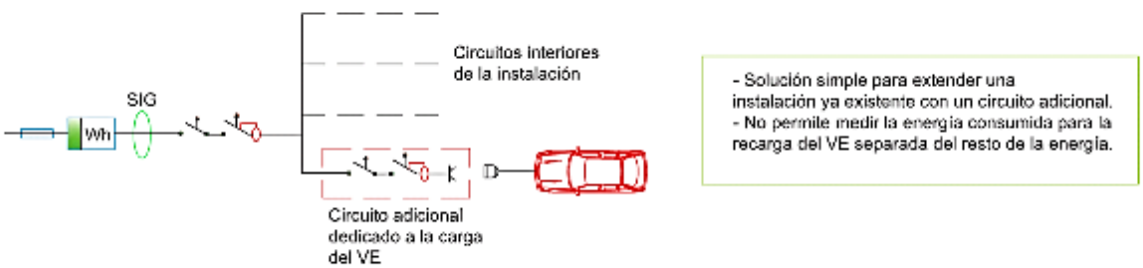


Figura 1.53. *Esquema con circuito adicional para recarga del VE.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Se aplica a los vehículos eléctricos puros (BEV) e híbridos enchufables que requieren baterías a través de la conexión a la red eléctrica.

La recarga en viviendas unifamiliares es una carga doméstica más. En la recarga en viviendas de comunidades de vecinos, la recarga se realiza en el garaje comunitario con un punto de recarga por plaza o por varias plazas.

Cables

En las redes inteligentes los cables cobran un papel importante, ya que por ellos debe fluir la energía eléctrica y las comunicaciones entre los distintos puntos de la red.

El sistema de comunicación que supuestamente puede resultar más adecuado es el de fibra óptica. Se puede realizar un doble tendido de cable, aunque también existe la opción de un único cable con los dos soportes.

1.7.7. Comparación entre la red actual y *smart grid*

En este apartado se hace un resumen con las principales características de estos dos sistemas.

Tabla 1.4. Comparación entre la red actual y la red *smart grid*

Característica	Red eléctrica actual	*Smart grid*
Automatización	Existencia muy limitada de elementos de monitorización, reservándose a la red de AT.	Integración masiva de sensores, actuadores, tecnologías de medición y esquemas de automatización en todos los niveles de la red.
Inteligencia y control	La red actual de distribución carece de inteligencia, implementando un control manual.	Se enfatiza la creación de un sistema de información e inteligencia distribuido en el sistema.
Autoajuste	Se basa en la protección de dispositivos ante fallos del sistema.	Automáticamente detecta y responde a transmisiones actuales y problemas en la distribución. Su enfoque se basa en la prevención. Minimiza el impacto en el consumidor.
Participación del consumidor y generación distribuida	Los consumidores no están informados y no participan en la red. No se genera energía localmente, lo que implica un flujo energético unidireccional.	Incorporación masiva de generación distribuida, lo que permite coordinarse a través de la red inteligente. En esta generación participa el usuario con la entrega del exceso energético generado localmente.
Gestión de la demanda	No existe ningún tipo de gestión en la utilización de dispositivos eléctricos, en función de la franja horaria del día o del estado de la red eléctrica.	Incorporación por parte de los usuarios de electrodomésticos y equipos eléctricos inteligentes que permiten ajustarse a esquemas de eficiencia energética, señales de precio y seguimiento de programas de operación predefinidos.
Calidad eléctrica	Solo se resuelven los cortes de suministro ignorando los problemas de calidad eléctrica. De esta forma persisten problemas de huecos de tensión, perturbaciones, ruido eléctrico, entre otros.	Calidad eléctrica que satisface a clientes. Identificación y resolución de problemas de calidad eléctrica. Varios tipos de tarifas para varios tipos de calidad eléctrica.
Vehículos eléctricos	Recientemente se están empezando a incorporar puntos de recarga eléctrica en la red que solo permiten la recarga de las baterías de los vehículos.	La incorporación de los vehículos eléctricos a la red está demandando nuevas infraestructuras especializadas, destinadas a la recarga y a permitir que cada vehículo pueda convertirse en pequeñas fuentes de generación.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

1.8. Criterios de seguridad en la red de alta tensión

En este apartado se analiza el criterio que establece el comportamiento que debe tener la red de alta tensión ante diferentes situaciones de fallo.

Se parte de un nivel de disponibilidad total del sistema (sin fallos o situación N), en el que la red debe ser capaz de suministrar toda la demanda sin que se registren sobrecargas en sus elementos, debiendo permanecer las tensiones dentro de unos márgenes admisibles.

En la situación de fallo simple (N-1), la red debe ser capaz de suministrar toda la demanda y no se podrán sobrepasar los valores límite de los parámetros de funcionamiento fijados para esta situación. Se entiende como fallo simple la pérdida de un grupo generador relevante, de una línea o de un transformador AT/AT o AT/MT.

El criterio más extendido en la planificación de una red es el de indisponibilidad simple (n-1), tanto en la red de transporte como en la de distribución. El criterio de doble indisponibilidad (n-2) suele estar restringido a determinadas combinaciones de elementos de la red de transporte (por ejemplo, líneas de doble circuito o tramo de línea en que dos o más circuitos comparten apoyos en una longitud superior a 30 km).

Aplicando el criterio (n-1), las redes de distribución se deben diseñar para garantizar que con el fallo de cualquier elemento (equipo generador, línea o transformador) no se producen cortes de suministro, sobrecargas de líneas no superiores a determinados límites, sobrecargas en transformadores o niveles de tensión inadecuados y se sigue suministrando energía a todo el mercado. En la situación N y N-1 el umbral de tensión estará entre el 0,93 y el 1,05.

Se define potencia firme como la potencia de transformación disponible en una zona o subestación cuando se pierde el transformador de mayor potencia, considerando una sobrecarga en los restantes del 20 %, en el caso de una red menor de 220 kV, y del 10 % en una red de 220 kV. Conceptualmente da una idea de la «firmeza» de la subestación o zona en cuanto al fallo de un elemento.

Ejemplos:

1. Potencia firme de una subestación de 25 + 10 MVA.

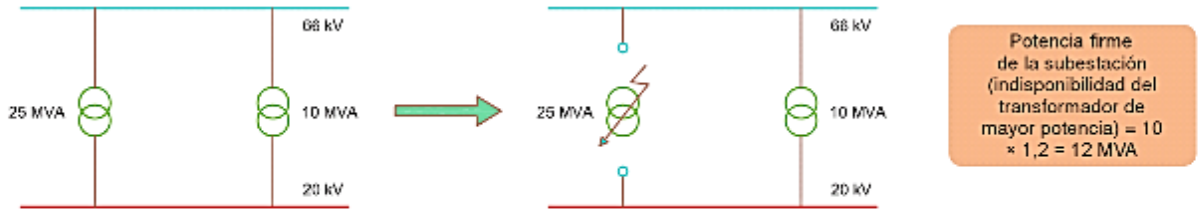


Figura 1.54. *Potencia firme de una subestación de 25 + 10 MVA.*

2. Potencia firme de zona con transformador desde 220 kV.

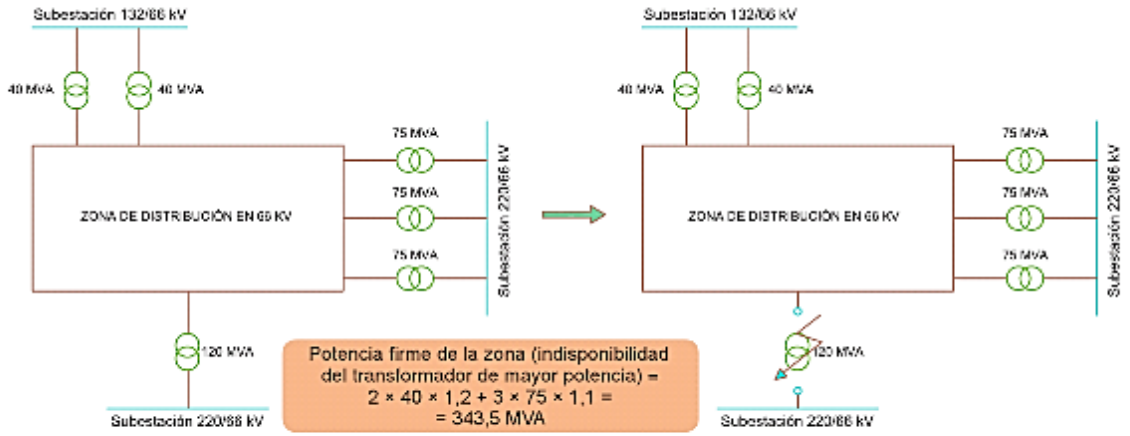


Figura 1.55. *Potencia firme de una zona con transformador de 220 kV.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

SABÍAS QUE

Ante el fallo (N-1) de la red, el estado del resto de los elementos de la misma se ve afectado:

- Cambia el flujo que circula por las líneas (magnitud y/o sentido).
- Cambia el reparto de cargas de los transformadores.
- Cambia la tensión de los diferentes nudos.

¿Sabes qué es un nudo?

3. Comportamiento de la red ante un fallo de una línea.

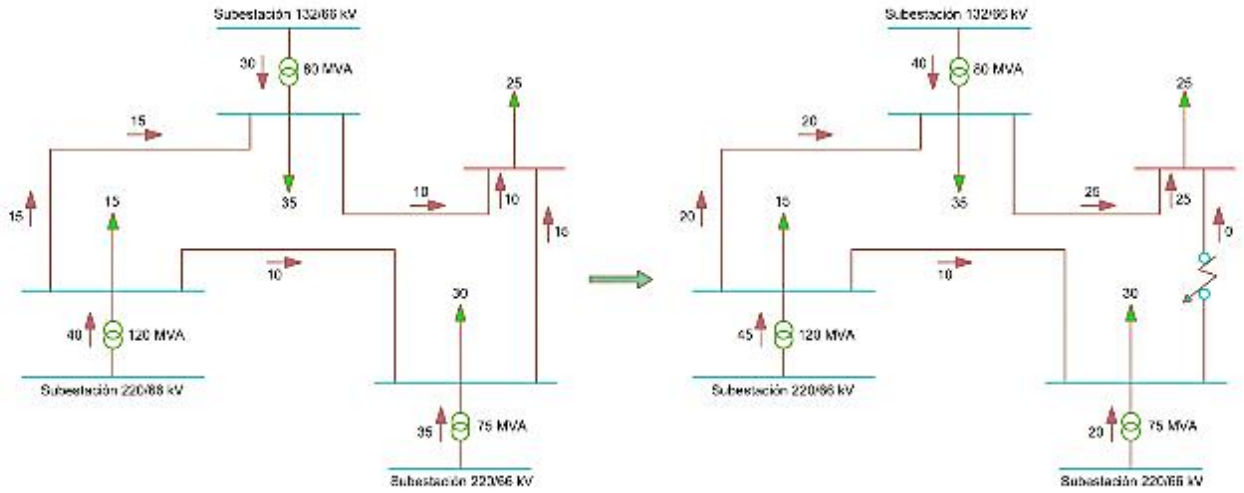


Figura 1.56. *Comportamiento de la red ante un fallo de una línea.*

4. Comportamiento de la red ante el fallo de un transformador.

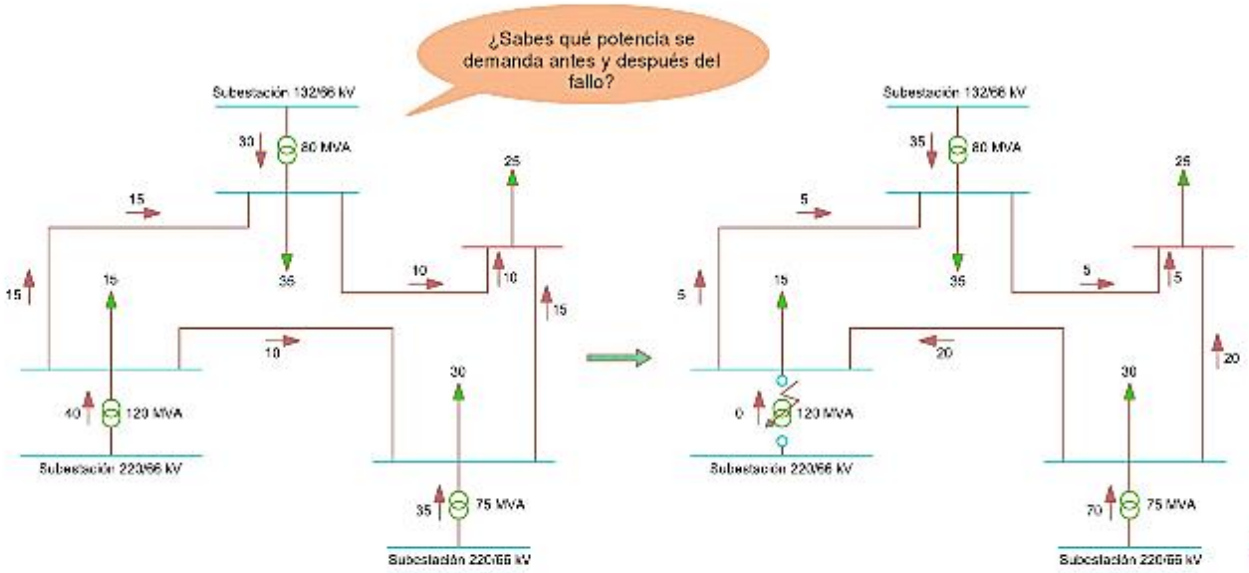


Figura 1.57. *Comportamiento de la red ante el fallo de un transformador.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

1.9. Flujo de potencia en el sistema de transporte de energía eléctrica

Normalmente, los sistemas de transporte de energía eléctrica están muy mallados (tienen múltiples conexiones entre los diferentes nudos). Esto permite asegurar el camino de la energía eléctrica desde las zonas de generación hasta las de consumo.

Sin embargo, un sistema muy mallado tiene inconvenientes, como los siguientes:

- Es difícil de controlar el camino que siguen los caminos de potencia, pudiendo suceder que mientras unas líneas están cerca de su límite térmico, otras apenas llevan corriente.
- Existe exceso de potencia reactiva.
- Aumenta la posibilidad de que se produzcan oscilaciones dinámicas entre generadores del sistema.

Los casos que se pueden presentar en una línea de transporte en AT en cuanto a las tensiones en sus extremos son:

- Distintas tensiones y desfasadas.
- Distintas tensiones pero en fase.
- Iguales tensiones pero desfasadas.

Para analizar las tres situaciones anteriores se indican los siguientes ejemplos:

- Se considera que la inductancia (X) de la línea es muy superior a la resistencia (R).

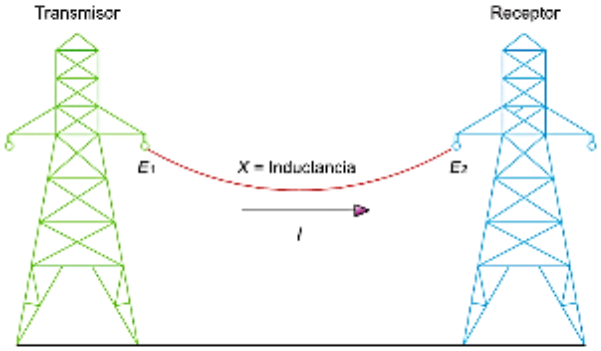


Figura 1.58. *Línea de transporte de AT.*

- La intensidad que circula por la línea está en cuadratura con la caída de tensión de la misma ($\vec{E}_1 - \vec{E}_2$).
- La potencia máxima que puede transportar una línea en función de las tensiones extremas es:

$$P = \frac{E_1 \cdot E_2 \cdot \operatorname{sen} \delta}{X}$$

δ = ángulo de desfase entre E_1 y E_2.

Distintas tensiones y desfasadas

Datos:

$X = 47{,}28\ \Omega$
$E_1 = 400$ kV
$E_2 = 410$ kV
$\delta = 26°$

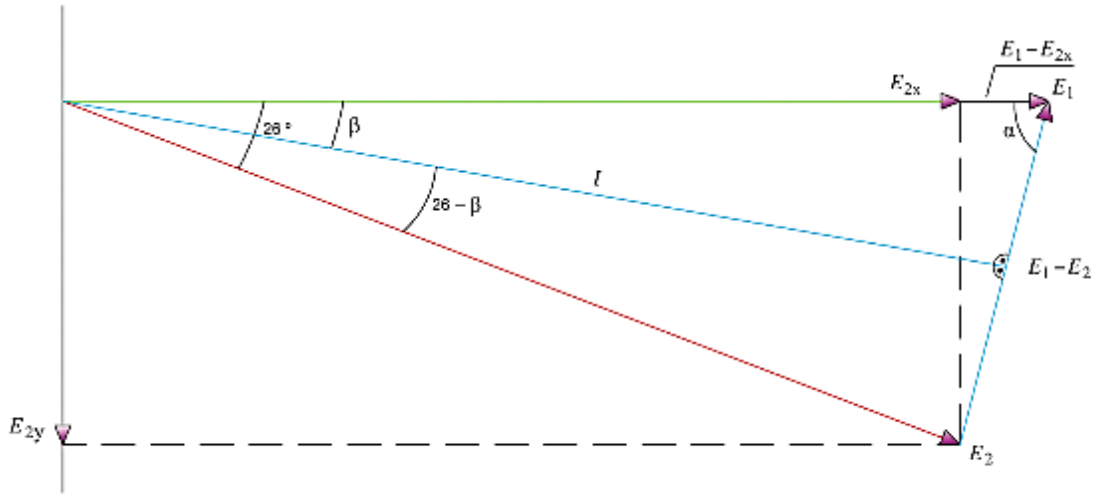


Figura 1.59. *Esquema vectorial de distintas tensiones desfasadas.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

RECUERDA

Se considera que los vectores giran en sentido contrario a las agujas del reloj.

$E_{2r} = E_2 \cdot \text{sen } 26 = 410 \times 0{,}4384 = 179{,}73 \text{ kV}$

$E_{2r} = E_2 \cdot \cos 26 = 410 \times 0{,}8988 = 368{,}50 \text{ kV}$

$E_1 - E_{2r} = 400 - 368{,}50 = 31{,}50 \text{ kV}$

$E_1 - E_2 = \sqrt{31{,}5^2 + 179{,}73^2} = 182{,}46 \text{ kV}$

$$\text{sen } \alpha = \frac{179{,}73}{182{,}46} = 0{,}98$$

$\alpha = \text{arc sen } 0{,}98 = 80°$

$\beta = 90° - 80° = 10°$

$$I = \frac{E_1 - E_2}{X} = \frac{182{,}46}{47{,}28} = 3.859 \text{ A}$$

Potencia activa entregada por el transmisor =
$= 400 \times I \times \cos 10° = 400 \times 3.859 \times 0{,}98 = 1.512{,}7$ MW

Potencia activa recibida por el receptor =
$= 410 \times I \times \cos (-16°) = 410 \times 3.859 \times 0{,}96 = 1.518{,}9$ MW

Potencia reactiva entregada por el transmisor =
$= 400 \times I \times \text{sen } 10° = 400 \times 3859 \times 0{,}17 = 262{,}41$ MVAr

Potencia reactiva recibida por el receptor =
$= 410 \times I \times \text{sen } (-16°) = 410 \times 3859 \times (-0{,}27) =$
$= -427{,}19$ MVAr

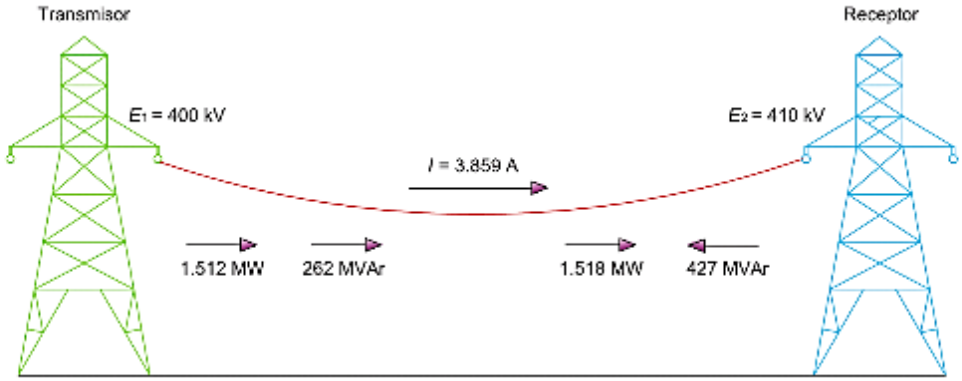
En la Figura 1.60 se puede apreciar la representación vectorial de estos valores.

Distintas tensiones en fase

En la Figura 1.61 se puede apreciar la representación vectorial de estos valores.

Datos:

$X = 47{,}28\ \Omega$
$E_1 = 400$ kV
$E_2 = 380$ kV
$\delta = 0$



La dirección del flujo de potencia activa es siempre del voltaje adelantado hacia el atrasado.

Figura 1.60. *Esquema de flujo de potencia con tensiones distintas y desfasadas.*

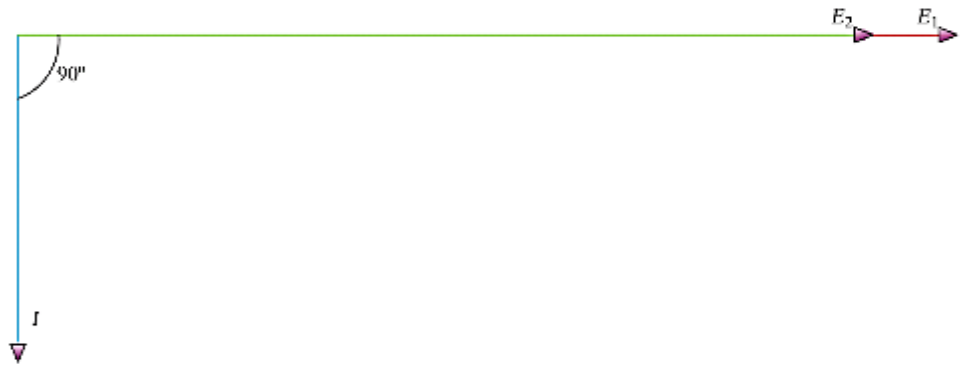
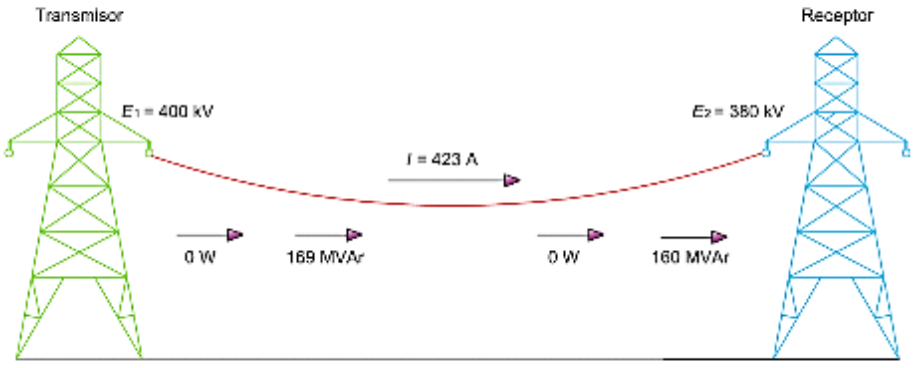


Figura 1.61. *Esquema vectorial de distintas tensiones en fase.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner



La potencia reactiva del transmisor fluye al receptor, y durante el tránsito, la línea de transmisión absorbe 9 MVAr.
La potencia reactiva fluye del lado de alto voltaje hacia el de bajo voltaje.
La potencia activa transmitida es nula al no haber desfase.

Figura 1.62. *Esquema del flujo de potencia con tensiones distintas en fase.*

$$I = \frac{400 - 380}{47{,}28} = 423 \text{ A}$$

Potencia activa entregada por el transmisor =
$= 400 \times 423 \times \cos 90° = 0$ W

Potencia activa recibida por el receptor =
$= 380 \times 423 \times \cos 90° = 0$ W

Potencia reactiva entregada por el transmisor =
$= 400 \times 423 \times \text{sen } 90° = 169{,}2$ MVAr

Potencia reactiva recibida por el receptor =
$= 380 \times 423 \times \text{sen } 90° = 160{,}74$ MVAr

Iguales tensiones y desfasadas

Datos:

$X = 47{,}28\ \Omega$
$E_1 = 400$ kV
$E_2 = 400$ kV
$\delta = 20°$

$$\text{sen } 10° = \frac{\frac{E_1 - E_2}{2}}{400}$$

$E_1 - E_2 = 2 \times 400 \times \text{sen } 10° = 138{,}9$ kV

$$I = \frac{138{,}9}{47{,}28} = 2.937{,}8 \text{ A}$$

Potencia activa entregada por el transmisor =
$= 400 \times 2.937{,}8 \times \cos 10° = 1.157$ MW

Potencia activa recibida por el receptor =
$= 400 \times 2.937{,}8 \times \cos(-10°) = 1.157$ MW

Potencia reactiva entregada por el transmisor =
$= 400 \times 2.937{,}8 \times \text{sen } 10° = 204$ MVAr

Potencia reactiva recibida por el receptor =
$= 400 \times 2.937{,}8 \times \text{sen } (-10°) = -204$ MVAr

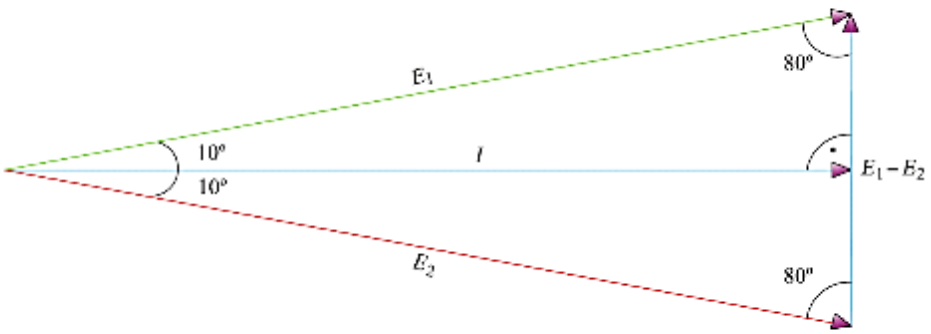


Figura 1.63. *Esquema vectorial de iguales tensiones y desfasadas.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

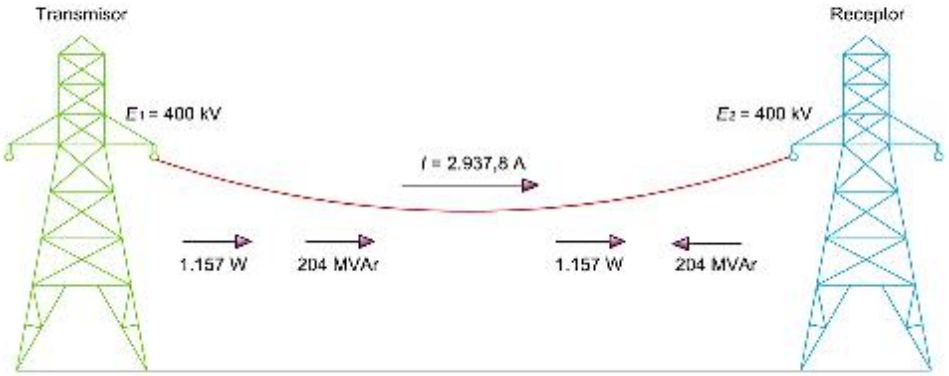


Figura 1.64. *Esquema del flujo de potencia con tensiones iguales y desfasadas.*

1.9.1. Dispositivos para el control del flujo de potencia en líneas de transporte de corriente alterna

En este apartado se indica una serie de elementos para controlar el flujo de potencia en las líneas de transporte de alta tensión.

Controladores FACTS

Los controladores FACTS (Sistemas de Transmisión AC Flexible) son dispositivos basados en la electrónica de potencia y que tienen la capacidad de modificar los parámetros que regulan la potencia eléctrica que circula por una línea. Esto resulta de gran utilidad para aumentar la capacidad efectiva del sistema de transporte de electricidad, evitando los desequilibrios entre líneas y escogiendo en cada momento el camino más adecuado para los flujos de potencia.

Estos dispositivos se utilizan para el control dinámico del voltaje, la impedancia y el ángulo de fase de las líneas de transporte en AC (corriente alterna) de alto voltaje.

Las principales aplicaciones son: control del flujo de potencia, incremento de la capacidad de transmisión, control del voltaje, compensación de la energía reactiva, mejoras de estabilidad, mejoras de la calidad de potencia e interconexión de generación renovable y distribuida, entre otros.

Los principales sistemas son:

- Compensador estático (SVC).
- Condensador en serie, fijo y controlado por tiristores (TCSC).
- Transformador desfasador: la función básica es cambiar el desfase entre la tensión eficaz de la entrada y la tensión de salida de una línea de transmisión, controlando así la potencia activa que puede fluir por la línea. El transformador inyecta una tensión en serie con la línea que se ajusta mediante la regulación de las tomas de un autotransformador trifásico. En la práctica, el ajuste de las tomas se realiza mediante tiristores.
- Compensador estático síncrono (Statcom).
- Controlador unificado de flujo de energía (UPFC).

Figura 1.65. *Compensador estático (SVC). Fuente: ABB.*

Figura 1.66. *Transformador desfasador. Fuente: ABB.*

Figura 1.67. *Compensador estático de potencia reactiva. Fuente: Siemens.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Figura 1.68. *Compensador estático.*
Fuente: Mitsubishi.

Figura 1.69. *Reactancia para reparto de cargas.*
Fuente: Cotecsa.

Las reactancias para reparto de cargas modifican las características de la impedancia de la línea, de forma que puede controlarse la potencia que fluye por ella, y asegurarse que líneas adyacentes llevan las potencias adecuadas. Se conectan en serie con sistemas o líneas hasta 800 kV.

1.10. Transporte de energía eléctrica en alta tensión en corriente continua (HVDC)

El transporte de energía eléctrica en corriente continua es una opción que presenta grandes ventajas respecto a la corriente alterna, sobre todo en líneas de transporte de gran longitud.

Las principales características de este tipo de transporte de energía eléctrica son:

- La potencia se mantiene prácticamente independiente de la distancia, mientras que en HVAC, la capacidad de transmisión disminuye con la longitud de la línea, debido a los efectos inductivos.
- El desfase producido por esa inductancia entre los extremos de la línea puede producir una inestabilidad del sistema.

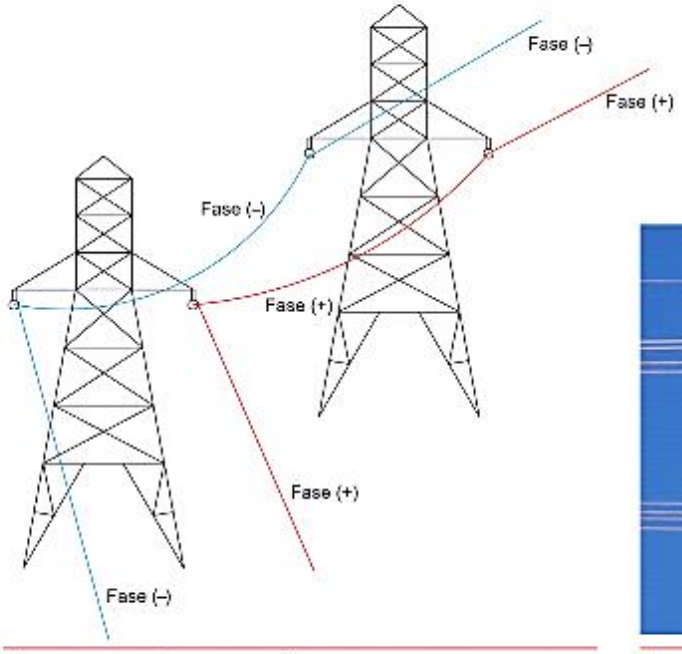


Figura 1.70. *Línea de HVDC aérea sobre apoyos.*

En corriente continua no existe desfase entre la tensión y la intensidad. Además, la frecuencia es de valor nulo.

Figura 1.71. *Mantenimiento en una línea de corriente continua.*
Fuente: Abeinsa.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

- En el sistema HVAC no se pueden conectar dos sistemas eléctricos que funcionen a distinta frecuencia.
- Otras ventajas son: apoyos de líneas aéreas de menor resistencia mecánica, menor distancia de los corredores por donde pasan las líneas, menos pérdidas y menor efecto corona, entre otros.

Las líneas de transporte de alta tensión en corriente continua únicamente llevan una fase (+) y otra fase (–).

Figura 1.72. *Línea de alta tensión en corriente continua.*

El sistema de transporte HVDC es una excelente solución para líneas de alta tensión con cables aislados, como son los sistemas submarinos de larga longitud.

Los conductores aislados de alta tensión necesitan confinar el elevado campo eléctrico en el interior del aislamiento por medio de una pantalla conectada a tierra.

Debido a esa formación, los cables de alta tensión aislados se comportan además como condensadores cilíndricos, siendo el conductor una armadura, la pantalla la otra armadura y el dieléctrico de dicho condensador es el aislamiento.

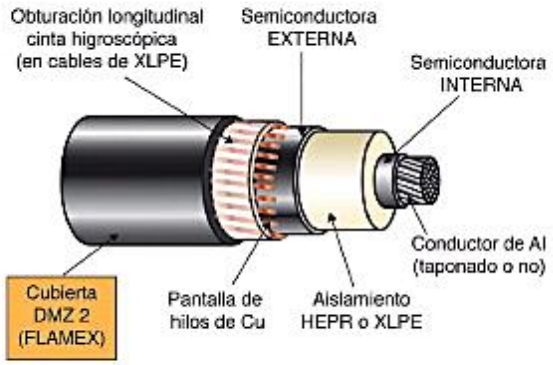


Figura 1.73. *Cable aislado de alta tensión. Fuente: Prysmian.*

Parte de la energía que se inyecta a la línea por un extremo se destina a la constante carga y descarga del condensador que forma el cable aislado. La potencia reactiva (capacitiva en este caso) viene dada por la siguiente expresión:

$$Q_c = \omega \cdot C \cdot U^2$$

Q_c = Potencia reactiva
C = Capacidad
U = Tensión de la línea

La capacidad depende de la longitud del cable, por tanto, para líneas de gran longitud este valor es elevado y de esta manera el valor de Q_c es grande.

RECUERDA

En corriente continua no existe potencia reactiva.

El principal inconveniente del sistema HVDC es el económico, dado que se necesitan sistemas de rectificación y conversión. Por tanto, existe una longitud de línea crítica a partir de la cual el transporte en HVDC resulta más adecuado que en HVAC.

1.10.1. Componentes de un sistema HVDC

Los principales elementos de este tipo de transporte son:

- Convertidores AC/DC (rectificadores).
- Inversores DC/AC.
- Transformadores de conversión.
- Líneas de transporte.
- Filtros AC y DC.

Figura 1.74. *Transformador HVDC (ensayos en Bushing). Fuente: Siemens.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Figura 1.75. *Instalación HVDC. Fuente: Siemens.*

Figura 1.76. *Centro de convertidores HVDC. Fuente: ABB.*

Los convertidores tienen por objeto la transformación entre corriente alterna y continua a ambos lados de la transmisión. En el paso de AC a DC interesa conseguir una entrada con el mayor número de fases posible, puesto que esto permite integrar a la salida una señal de corriente continua prácticamente plana (mínimo rizado), antes de conectar un filtro.

Los convertidores utilizados son a base de tecnologías de tiristores (SCR).

En la Figura 1.77 se indica un esquema resumido del sistema de transmisión en HVDC.

1.10.2. Tipos de HVDC

En este apartado se indican los principales sistemas de transmisión de energía de tipo HVDC:

Back-to-back

- Cambio de frecuencia.
- Conexión asincrónica.

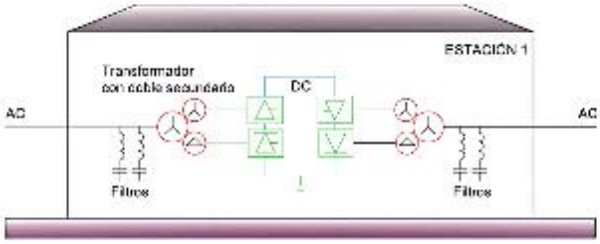


Figura 1.78. *Conexión HVDC de tipo* back-to-back.

Punto a punto - línea

- Transmisión de grandes potencias.
- Sobrecargas.

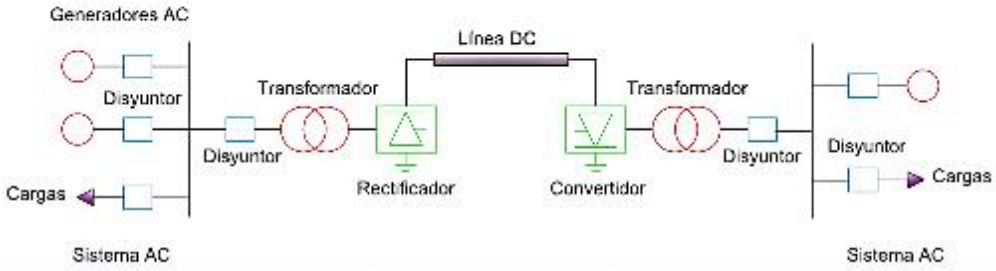


Figura 1.77. *Esquema de transporte de energía en corriente continua.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

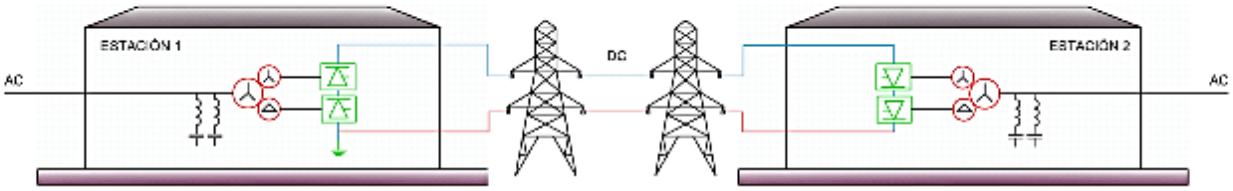


Figura 1.79. *Conexión HVDC de tipo punto a punto - línea.*

Punto a punto - cable submarino

- Transmisión de grandes potencias submarinas o subterráneas.

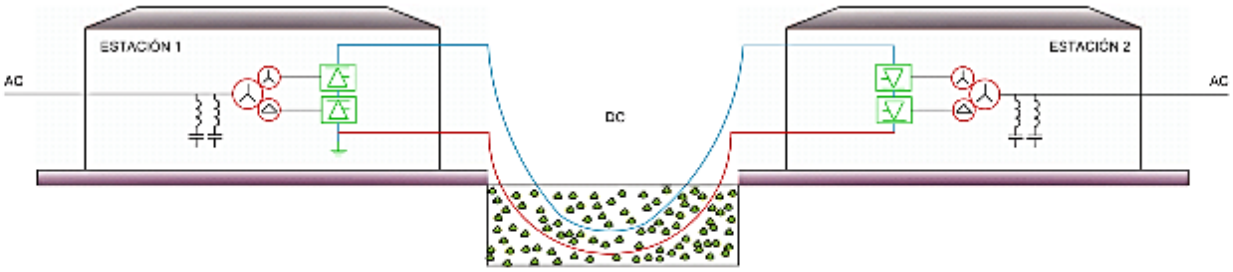


Figura 1.80. *Conexión HVDC de tipo punto a punto - cable submarino.*

1.10.3. Cuándo utilizar HVDC

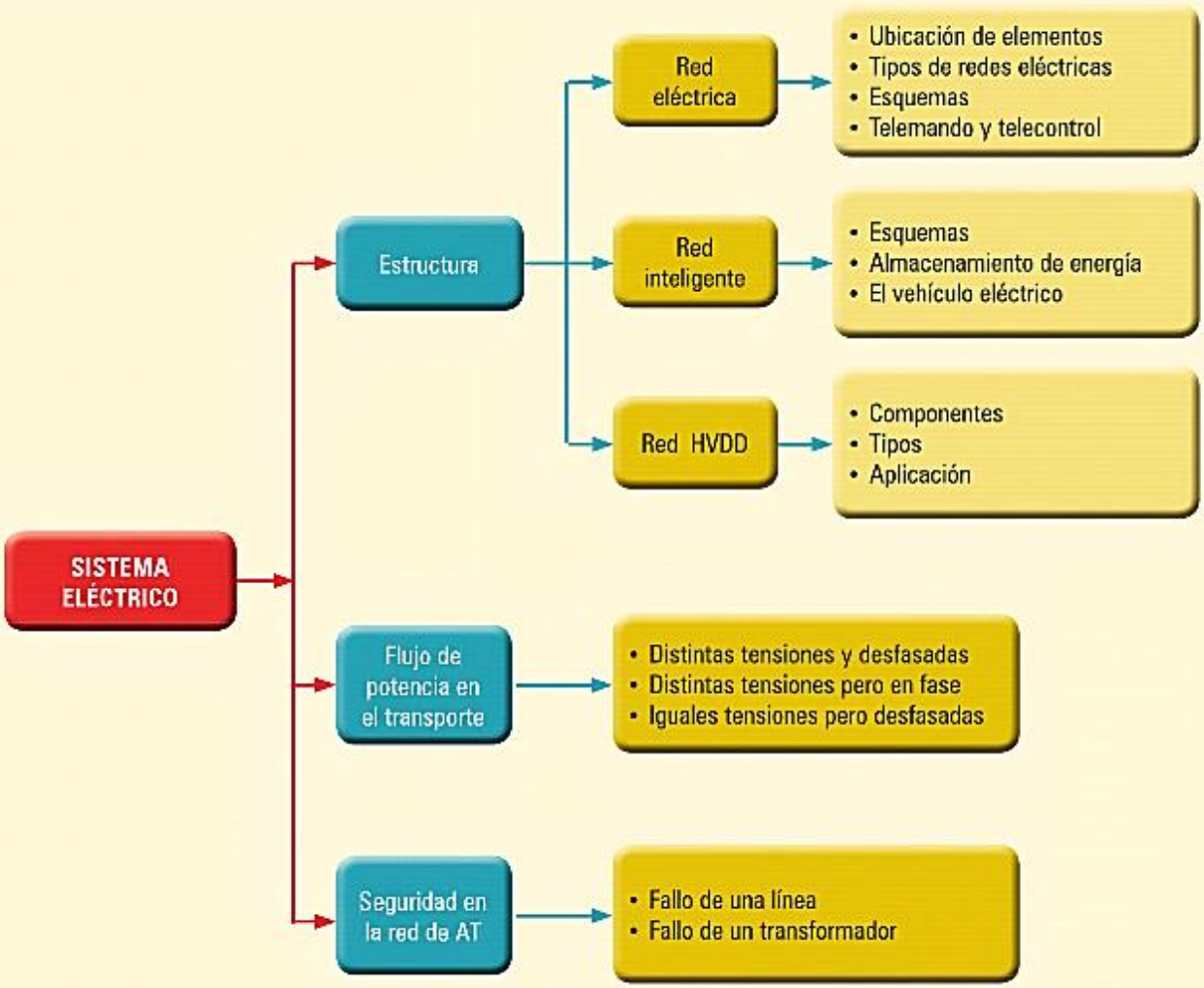
En general, el sistema de transporte de energía HVDC se recomienda en:

- Conexión a generación lejana > 800 km.
- Enlaces submarinos > 50 km.
- Conversión de frecuencia 50-60 Hz.
- Cuando la sincronización de conexiones de CA es imposible.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

MAPA CONCEPTUAL - RESUMEN



Resumen

La estructura de la red eléctrica está formada por las centrales eléctricas, subestaciones, centros de transformación y consumos de abonados.

Las formas de distribución de la energía eléctrica son muy variadas, tanto para las redes aéreas como para las redes subterráneas.

Las distintas partes de la red eléctrica se pueden interconexionar a través del telemando.

Esta red es cada vez más compleja debido al aumento de consumo, y como consecuencia aparecen problemas en los flujos de potencia que circulan por el sistema y pérdidas de potencia, entre otros.

Están apareciendo sistemas nuevos como solución de futuro para los inconvenientes que presenta la estructura convencional. Sistemas como la red inteligente *(smart grid)* o el transporte de energía eléctrica a grandes distancias en corriente continua (HVDC).

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Conceptos clave

Acometidas. Derivaciones que van desde la red de distribución en baja tensión hasta las cajas generales de protección (CGP).

Administración General del Estado (agente del sistema eléctrico). Ejerce las facultades de la planificación eléctrica, y regula la organización y el funcionamiento del mercado de producción, transporte, distribución y comercialización de la energía eléctrica.

Alta tensión (AT). 132, 66, 45 kV.

Baja tensión (BT). Inferior a 1 kV.

Bushing. Buje o borna.

Centro de reflexión. Centro que garantiza la alimentación de las líneas de alta tensión que en él concurren, procedentes de una subestación o de un centro de reparto situados en la zona de actuación, mediante un circuito sin carga en explotación normal, denominado *circuito cero*, alimentado también desde dicha subestación o centro de reparto.

Centro de reparto. Centro fuertemente alimentado, en el que una o más líneas de alta tensión se derivan de otras de la misma tensión.

Comercializadores (agente del sistema eléctrico). Son todas las personas jurídicas que, accediendo a las redes de transporte o distribución, tienen como función la venta de energía eléctrica a los consumidores cualificados o a otros sujetos del sistema. Realizan las ventas de energía eléctrica en competencia, en un entorno de mercado libre para aquellos clientes que hayan optado por pasar al mercado liberalizado.

Comisión Nacional de Energía (agente del sistema eléctrico). Es el agente regulador de los sectores energéticos. Sus objetivos son garantizar la competencia real en el sector energético y la objetividad y transparencia de su funcionamiento.

Consumidor cualificado (agente del sistema eléctrico). Se adquiere la condición de cualificado cuando el nivel de consumo anual por punto de suministro es superior a una cantidad establecida por ley.

Derivación en antena. Variante de la estructura en radial, en la que la alimentación única se hace desde un punto intermedio de una línea de AT entre dos nudos. Esta disposición es excepcional y es válida solamente en determinados niveles de tensión, y solo en los siguientes casos:

- Instalaciones existentes, en proceso de evolución a entrada/salida.
- Instalaciones provisionales.

El desarrollo de la red tendrá entre sus objetivos el de ir reduciendo el número de subestaciones con esta disposición.

Distribuidores (agente del sistema eléctrico). Tienen la función de situar la energía eléctrica en el punto de consumo y proceder a su venta, así como construir, mantener y operar las instalaciones de la red de distribución. Gestionan la red de distribución, compran la energía en el mercado mayorista y la suministran a sus clientes.

Espiga apoyada. Constituye una doble espiga con alimentación desde dos puntos.

Espiga. Está formada por varios cables que salen del mismo punto de alimentación y finalizan en distintos puntos de socorro. Uno de los cables, llamado cero, no tiene centros conectados y une todos los puntos de socorro, permitiendo disponer de toda su capacidad de carga en cualquiera de ellos para socorro de los restantes cables.

Estructura en huso apoyado. Está formada por varios cables que partiendo de dos puntos de alimentación acuden a un punto común de socorro.

Estructura en huso. Conjunto de varios cables, que saliendo de un mismo punto de alimentación finalizan en un punto de socorro. Uno de los cables (cable cero) no tiene centros conectados y permite disponer de toda su capacidad en el punto de socorro, para la alimentación desde este a los restantes cables, en caso de fallo en cualquiera de ellos.

Estructura en pétalo. Cable con origen y final en el mismo punto de alimentación, con entrada y salida en los centros de transformación que alimenta. Explotación abierta en el CT (centro de transformación) situado en el punto medio que será telecontrolado. La sección del cable debe permitir la alimentación de todos los CCTT desde un extremo.

Generadores (agente del sistema eléctrico). Tienen la función de producir, así como construir, operar y mantener las centrales eléctricas de generación. Operan en libre competencia desde la creación del mercado liberalizado de electricidad y venden su generación al mercado mayorista.

Media tensión (MT). 20 kV.

Media tensión. Aunque el Reglamento de Líneas de Alta Tensión (RLAT) no contempla la media tensión, en la práctica se utiliza frecuentemente. Podemos decir que la Baja Tensión (BT) está comprendida hasta 1 kV, la media tensión (MT) es desde 1 kV hasta 20 kV y la Alta Tensión (AT) es desde 20 kV hasta 400 kV.

Muy alta tensión (MAT). 220 y 400 kV.

Nudo mallado. Es un nudo de la red de AT en el que confluyen en el mismo tres o más alimentaciones.

Nudo. Punto de la red de AT, generalmente una subestación AT/AT o AT/MT, en el que confluyen dos líneas de AT del mismo nivel de tensión.

Operador del mercado eléctrico. Es el responsable de la gestión económica (ofertas de compra y venta de energía que los diferentes agentes efectúan en el mercado de producción) y realiza la liquidación final resultante. Esta fun-

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

ción está asignada a la Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad.

Operador del sistema eléctrico. Es el responsable de la gestión técnica del sistema, transporte y del funcionamiento del sistema en el mercado mayorista, y garantiza la continuidad y seguridad del suministro eléctrico. Esta función está asignada a Red Eléctrica de España (REE).

Productores en régimen especial (agente del sistema eléctrico). Son empresas productoras que tienen un tratamiento económico especial al mejorar la eficiencia energética y reducir el impacto medioambiental, debido a la utilización de fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración.

Puente. Estructura formada por dos circuitos con origen en un nudo mallado distinto, cada uno de los cuales alimenta a una o varias subestaciones, coincidentes en un nudo frontera. Las exigencias de la red determinarán si la explotación es abierta en dicho nudo, en uno de sus extremos o con ambos circuitos acoplados.

Punto de alimentación. Salida de MT en las subestaciones y excepcionalmente en centros de reparto.

Punto de socorro. Centro de reflexión. Centro que garantiza la alimentación de las líneas de alta tensión que en él concurren, procedentes de una subestación o de un centro de reparto (centro fuertemente alimentado, en el que una o más líneas de alta tensión se derivan de otras de la misma tensión) situados en la zona de actuación.

Puntos de alimentación. Serán siempre las salidas de MT en las subestaciones, y excepcionalmente en centros de reparto.

Reconectador. Es un interruptor que está dotado de automatismos de reenganche para restablecer el servicio en el caso de faltas pasajeras, protecciones instantáneas y temporizadas.

Red en bucle. Esto significa que cualquier punto de consumo puede ser alimentado por dos posibles caminos eléctricos. Dado que uno solo de estos dos caminos es efectivo, la emergencia se realiza mediante esta posibilidad de bucle.

Red mallada. Es el resultado de entrelazar anillos y líneas radiales.

Red radial. Se caracteriza por la alimentación por uno solo de sus extremos, transmitiendo la energía en forma radial a los receptores.

Redes de distribución en alta tensión. Son las que van desde las subestaciones a los centros de transformación.

Redes de distribución en baja tensión. Son las que van desde los centros de transformación hasta las acometidas eléctricas.

Seccionalizador. También llamado autoseccionador o seccionador automático electrónico. Abre un circuito automáticamente en condiciones predeterminadas, cuando dicho circuito está en tensión.

Selectividad. Es la coordinación de dos dispositivos de protección instalados en serie, de tal forma que cuando se produce una sobreintensidad en un punto solo actúe el dispositivo de protección más cercano a dicho punto y los otros no actúen. El objeto de la selectividad es evitar dejar fuera de servicio toda o parte de una instalación por la aparición de un defecto en un circuito.

Sistema eléctrico. Conjunto de equipos y elementos necesarios para que la energía eléctrica llegue desde las centrales generadoras hasta los consumidores.

Subestación. Conecta entre sí algunos elementos del sistema eléctrico, como por ejemplo las líneas de transporte de MAT (muy alta tensión) con líneas de alta tensión (AT) de distribución, y estas a su vez con líneas de distribución de media tensión (MT).

Superconductor. Conductor eléctrico en ciertas condiciones y aislante en otras.

Tensión. Diferencia de potencia entre dos puntos. Normalmente se indica en su valor eficaz.

Transportistas (agente del sistema eléctrico). Llevan la electricidad desde los centros de producción hasta la red de distribución y, además, construyen, mantienen y maniobran las instalaciones de la red de transporte.

Páginas web de interés

Empresa	Producto	Página Web
ABB	HVDC	www.new.abb.com/systems/hvdc
Siemens	HVDC	www.energy.siemsns.com
Alstom	HVDC	www.alstom.com
REE	Almacenamiento de energía	www.ree.es
Unesa	Partes de la red eléctrica	www.unesa.es

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Actividades de comprobación

Algunas preguntas pueden tener varias respuestas.

1.1. La tensión de un alternador de una central eléctrica suele estar:

- **a)** Entre 25 y 100 kV.
- **b)** Entre 10 y 15 kV.
- **c)** Depende del tipo de central eléctrica.
- **d)** Entre 220 y 400 kV.

1.2. ¿Cuál es la máxima tensión normalizada en España?

- **a)** 500 kV.
- **b)** 400 kV.
- **c)** 132 kV.
- **d)** 630 kV.

1.3. ¿Qué tipo de red es alimentada por un único punto?

- **a)** Red en malla.
- **b)** Red en pétalo.
- **c)** Red en bucle.
- **d)** Red en radial.

1.4. La razón de transportar energía eléctrica a muy alta tensión es:

- **a)** Se puede transportar más potencia.
- **b)** Se necesita más sección de conductor.
- **c)** Se pierde menos energía en el transporte.
- **d)** Disminuye la resistencia del conductor.

1.5. Las redes de distribución de BT comienzan a la salida de los CT y terminan:

- **a)** En los receptores.
- **b)** En las acometidas.
- **c)** En las instalaciones de alumbrado.

1.6. Las redes de distribución de MT comienzan a la salida de las subestaciones y terminan:

- **a)** En la salida de los CT.
- **b)** En la entrada de los CT.
- **c)** En otra subestación reductora.

1.7. ¿Qué redes cerradas son las que cada punto recibe energía por dos lados?

- **a)** Red radial.
- **b)** Red en bucle.
- **c)** Red en anillo.
- **d)** Red en punta.

1.8. Las líneas aéreas de media tensión (MT) únicamente transportan energía a tres fases.

- **a)** Verdadero.
- **b)** Falso.

1.9. La fibra óptica transporta:

- **a)** Electricidad.
- **b)** Luz.
- **c)** Electricidad y luz.
- **d)** Corrientes inducidas.

1.10. El circuito cero es un circuito:

- **a)** Con carga en explotación normal.
- **b)** Sin carga en explotación normal.
- **c)** Trabaja únicamente en caso de cortocircuito.

1.11. Un centro de reparto es un centro fuertemente alimentado, en el que una o más líneas de alta tensión se derivan de otras de la misma tensión.

- **a)** Verdadero.
- **b)** Falso.

1.12. La estructura en huso apoyado está formada por varios cables que, partiendo de dos puntos de alimentación, acuden:

- **a)** A un punto común de socorro.
- **b)** A distintos puntos de socorro.
- **c)** A un circuito cero.

1.13. Las redes subterráneas de MT pueden ser al aire alojadas en galerías.

- **a)** Verdadero.
- **b)** Falso.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

1.14. El sistema de cableado autosoportado dieléctrico de fibra óptica, también se conoce como cable OPPC.
- **a)** Verdadero.
- **b)** Falso.

1.15. La estructura de espiga apoyada constituye una doble espiga con alimentación desde un punto.
- **a)** Verdadero.
- **b)** Falso.

1.16. La red eléctrica *smart grid* no reduce significativamente el impacto medioambiental.
- **a)** Verdadero.
- **b)** Falso.

1.17. La generación distribuida consiste en generar la electricidad cerca de los puntos de consumo.
- **a)** Verdadero.
- **b)** Falso.

1.18. No se pueden configurar microrredes con viviendas unifamiliares.
- **a)** Verdadero.
- **b)** Falso.

1.19. Las ventajas de las microrredes son:
- **a)** Aportan equilibrio entre generación y demanda internas.
- **b)** Minimizan pérdidas eléctricas.
- **c)** Contaminan mucho.
- **d)** No son rentables.
- **e)** Mejoran la seguridad del suministro.

1.20. En una batería se puede almacenar:
- **a)** Corriente alterna.
- **b)** Corriente trifásica.
- **c)** Corriente continua.

1.21. La recarga en viviendas unifamiliares de un vehículo eléctrico:
- **a)** Es una carga doméstica más.
- **b)** Es una carga especial.
- **c)** No se puede recargar.

1.22. La dirección del flujo de potencia activa es siempre:
- **a)** Del voltaje adelantado hacia el atrasado.
- **b)** Del voltaje atrasado al adelantado.
- **c)** Es indiferente.

1.23. En la red actual respecto a la *smart grid* solo se resuelven los cortes de suministro, ignorando los problemas de calidad eléctrica.
- **a)** Verdadero.
- **b)** Falso.

1.24. Los casos que se pueden presentar en una línea de transporte en AT, en cuanto a las tensiones en sus extremos son:
- **a)** Distintas tensiones y desfasadas.
- **b)** Distintas tensiones pero en fase.
- **c)** Iguales tensiones pero en fase.

1.25. En general, el sistema de transporte de energía HVDC se recomienda en:
- **a)** Conexión a generación lejana > 800 km.
- **b)** Enlaces submarinos < 50 km.
- **c)** Conversión de frecuencia 50-60 Hz.
- **d)** Cuando la sincronización de conexiones de CA es imposible.
- **e)** Cuando la potencia de transporte es > 10 MVA.

Actividades de aplicación

1.1. La mayoría del consumo de electricidad se realiza en corriente alterna, y el gran inconveniente que tiene este tipo de corriente es que no [_____].

1.2. La red de alta y muy alta tensión tiene siempre estructura [_____] de la que se desprenden [_____].

1.3. Se define *smart grid* [_____] de manera inteligente las acciones de todos los usuarios conectados a la misma, para proporcionar un suministro eléctrico [_____] y elevados niveles de seguridad y calidad.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

ACTIVIDADES FINALES

1.4. Pueden configurarse microrredes con viviendas unifamiliares, [_____], administraciones públicas, entornos empresariales e incluso, ciudades.

1.5. Uno de los problemas a los que se enfrentan los sistemas de suministro energético [_____] energía durante los periodos de baja demanda para poderla luego utilizar [_____].

1.6. En las redes inteligentes los cables [_____], ya que por ellos debe fluir la energía eléctrica y las comunicaciones entre los distintos puntos de la red.

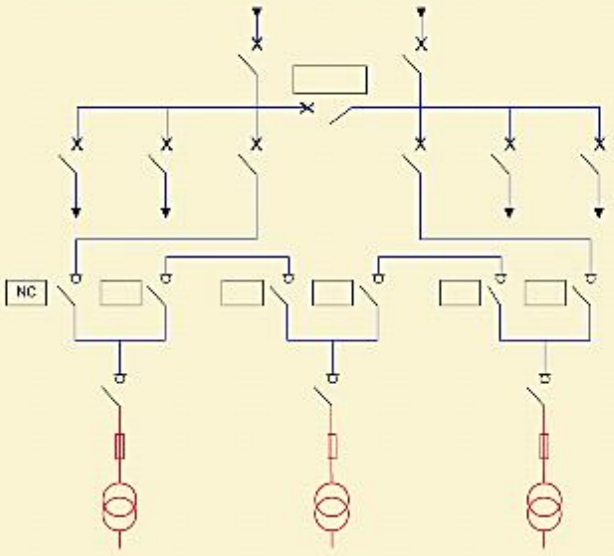
1.7. En la situación de fallo simple (N-1), la red [_____] y no se podrán sobrepasar los valores límite de los parámetros de funcionamiento fijados para esta situación.

1.8. Los controladores FACTS (Sistemas de Transmisión AC Flexible), [_____] en la electrónica de potencia y que tienen la capacidad [_____] que regulan la potencia eléctrica que circula por una línea.

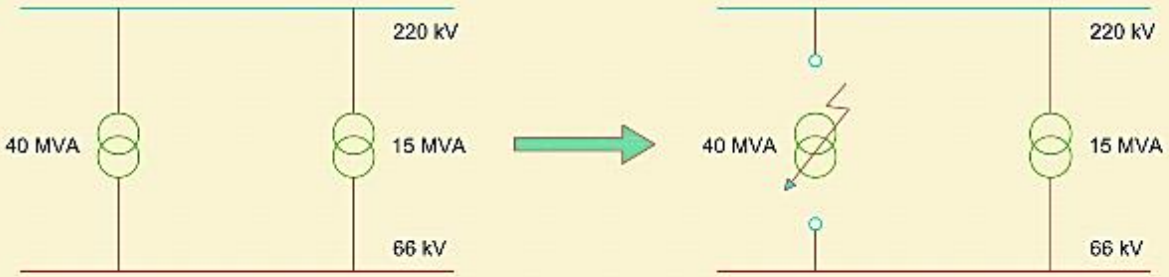
1.9. En el sistema HVAC no se pueden [_____] que funcionen a distinta frecuencia.

1.10. El sistema de transporte HVDC es una excelente solución [_____] como son los sistemas submarinos de larga longitud.

1.11. En la siguiente figura, indica en los recuadros la situación que deben tener los interruptores-seccionadores para que la conexión sea en bucle abierto.



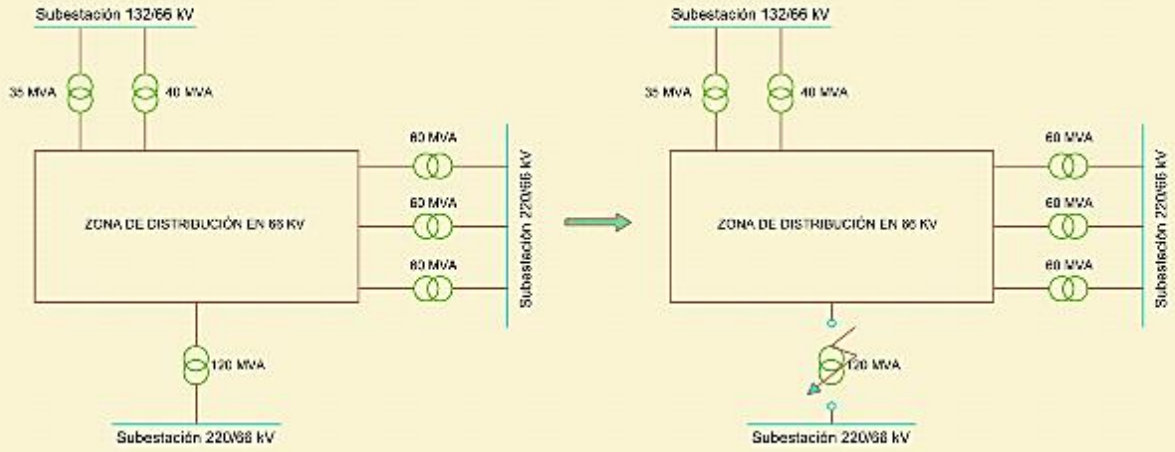
1.12. En la siguiente figura, indica cuál es el valor de la potencia firme de la subestación (indisponibilidad del transformador de mayor potencia).



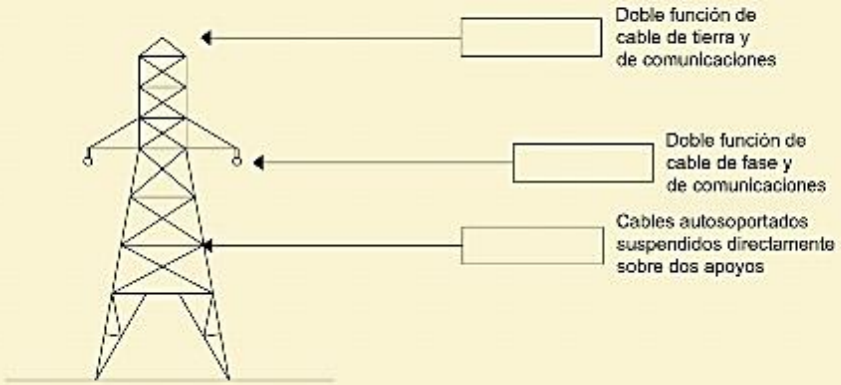
© Ediciones Paraninfo

CamScanner

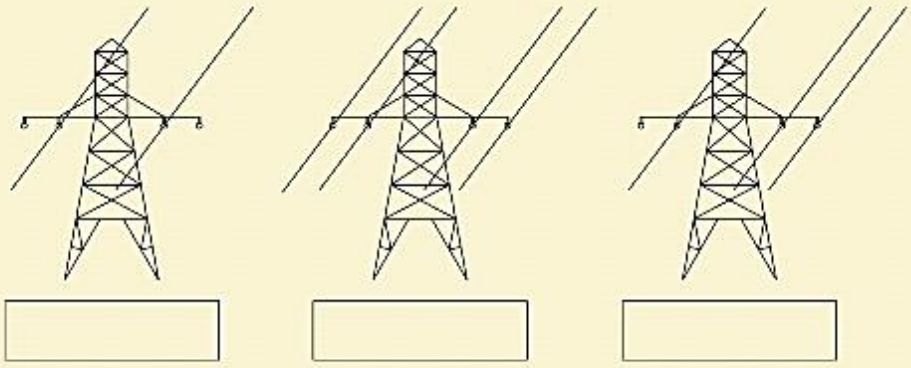
1.13. En la siguiente figura, indica cuál es la potencia firme de la zona.



1.14. En la siguiente figura, indica en los recuadros el nombre de cada uno de los cables que se utilizan para el telemando.



1.15. Suponiendo que las líneas que se indican en la figura son de alta tensión, indica a qué tipo de distribución corresponden.



© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Actividades de ampliación

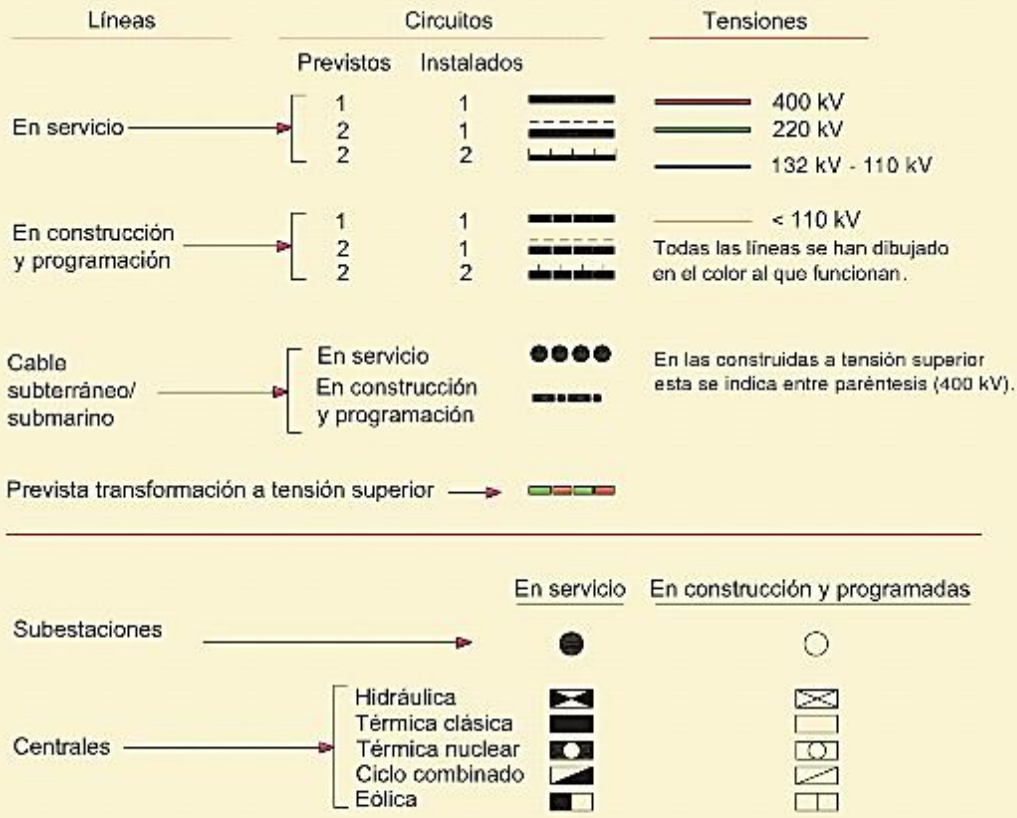
1.1. Realiza, en dos grupos de alumnos, un informe sobre:

a) El mapa eléctrico de España, indicando las principales líneas de transporte de 400 kV, 220 kV, 132/110 kV y de tensión inferior a 110 kV.

En el siguiente enlace tienes información: http://www.ree.es/transporte/mapa_red_transporte.asp

Nota: Dado que el mapa eléctrico es muy amplio, puedes escoger la zona de España que más te interese.

Las distintas líneas se indican con el siguiente código de colores.



b) El sistema eléctrico, en el que se distingan los distintos componentes del mismo (centrales, subestaciones, centros de transformación y consumos).

En el siguiente enlace tienes información: http://www.ree.es/educacion/graficos/funcionamiento_v2.zip

c) La demanda de energía en tiempo real, indicando los distintos gráficos de consumo.

En el siguiente enlace tienes información: https://demanda.ree.es/demanda.html

1.2. Realiza, en dos grupos de alumnos, un informe sobre las principales interconexiones eléctricas en Europa, indicando:

a) Ventajas.

b) Mapa europeo con las principales interconexiones.

En el siguiente enlace tienes información:

http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/interconexioneselectricas.pdf

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

1.3. Elabora, en dos grupos de alumnos, un informe sobre las redes inteligentes *(smart grid)* donde se puedan apreciar figuras para interpretar la estructura de este tipo de red. En Internet tienes figuras para escoger.

1.4. Confecciona, en dos grupos de alumnos, un informe sobre transporte de energía en alta tensión en corriente continua (HVDC).

En los siguientes enlaces tienes información:

www.new.abb.com/systems/hvdc

www.energy.siemsns.com

www.alstom.com

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Tipos de subestaciones eléctricas

2

En esta Unidad se analiza la función que cumple una subestación en la red eléctrica.

Se indican los principales tipos de subestaciones, y se pretende que el alumnado distinga las diferentes opciones de configuración de una subestación, analizando las ventajas e inconvenientes de cada una de ellas.

Se trata de que el alumnado interprete los distintos niveles de tensión, así como las posiciones que puede tener una subestación.

Los distintos elementos que componen una subestación eléctrica se indicarán en Unidades sucesivas.

Contenidos

- 2.1. Definición de subestación
- 2.2. Tipos de subestaciones
- 2.3. Conexión a la red eléctrica de AT de las subestaciones
- 2.4. Nivel de medida y control según el tipo de subestación
- 2.5. Configuraciones típicas de subestaciones
- 2.6. Estructura característica de una subestación eléctrica

Objetivos

- Interpretar la función de las subestaciones eléctricas en el sistema eléctrico.
- Conocer los distintos tipos de subestaciones eléctricas.
- Identificar los distintos tipos de subestaciones por su forma, simbología y situación en la red.
- Analizar las ventajas y desventajas de los distintos tipos de subestaciones eléctricas.
- Distinguir los distintos tipos de subestaciones según la configuración de las mismas.
- Reconocer las distintas posiciones de una subestación en función de los elementos que la componen.
- Estudiar las subestaciones más significativas de la red eléctrica.

CamScanner

2.1. Definición de subestación

Es el conjunto, situado en un mismo lugar, de la aparamenta eléctrica y de los edificios necesarios para realizar alguna de las funciones siguientes: transformación de la tensión, de la frecuencia, del número de fases, rectificación, compensación del factor de potencia y conexión de dos o más circuitos. Quedan excluidos de esta definición los centros de transformación.

En general, se distinguen los siguientes tipos de subestaciones:

- **Subestación de maniobra:** es la destinada a la conexión entre dos o más circuitos y su maniobra.
- **Subestación de transformación:** es la destinada a la transformación de energía eléctrica mediante uno o más transformadores cuyos secundarios se emplean en la alimentación de otras subestaciones o centros de transformación.

2.2. Tipos de subestaciones

Las subestaciones pueden ser de distintos tipos según la característica que se analice. En la Figura 2.1 se indica una posible clasificación.

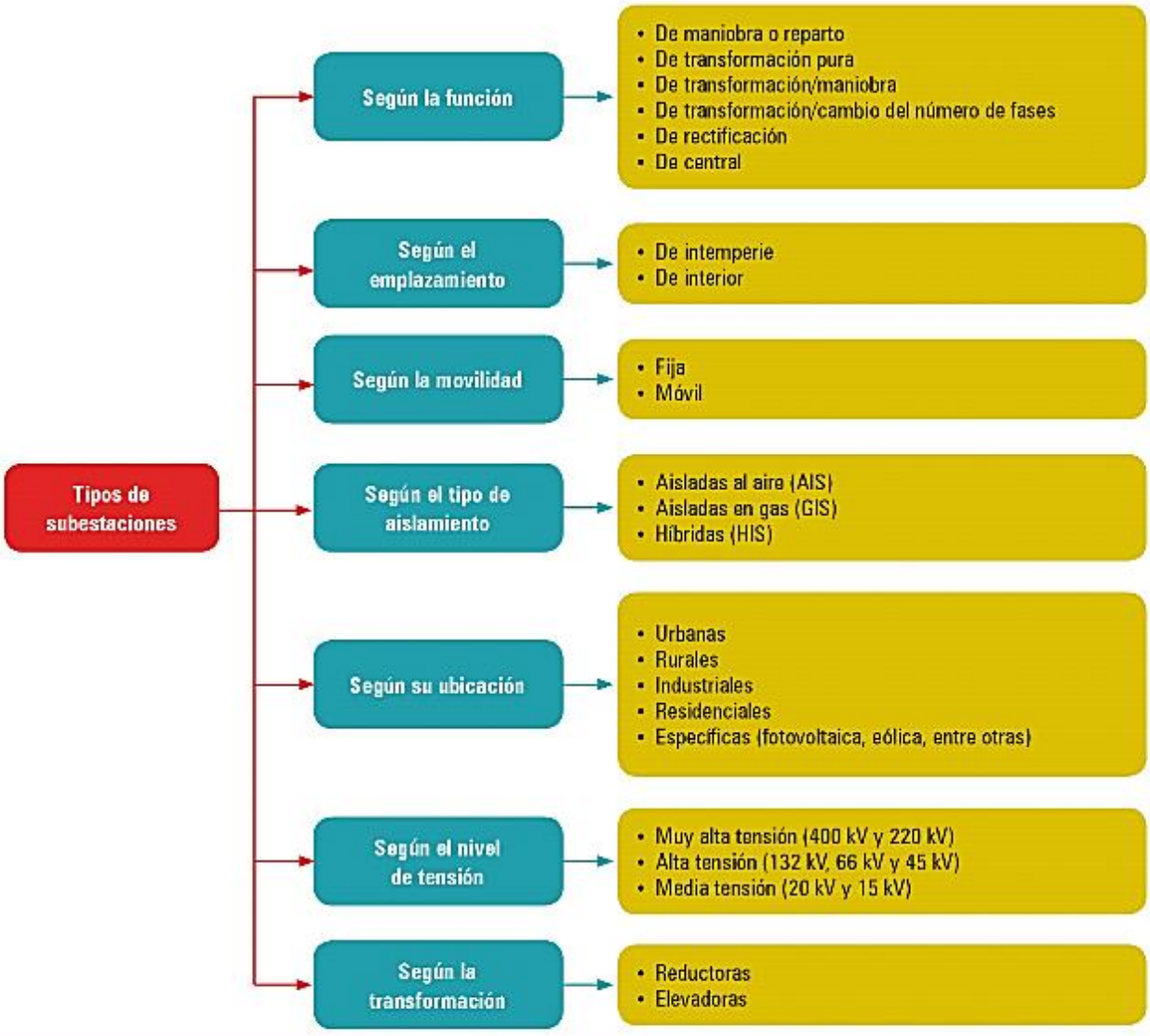


Figura 2.1. *Tipos de subestaciones.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

SABÍAS QUE

Las categorías de las instalaciones de alta tensión son, generalmente:

- Categoría especial: las de tensión nominal igual o superior a 220 kV y las de tensión inferior que formen parte de la red de transporte, de acuerdo a lo establecido en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- Primera categoría: las de tensión nominal inferior a 220 kV y superior a 66 kV.
- Segunda categoría: las de tensión nominal igual o inferior a 66 kV y superior a 30 kV.
- Tercera categoría: las de tensión nominal igual o inferior a 30 kV y superior a 1 kV.

Las principales características de los distintos tipos de subestaciones son las siguientes:

- **Subestación de maniobra o reparto:** destinada a la interconexión de dos o más circuitos:
  - — Todas las líneas que concurren en la subestación son de la misma tensión.
  - — Permite la formación de nudos en una red mallada.
  - — Aumenta la fiabilidad del sistema.

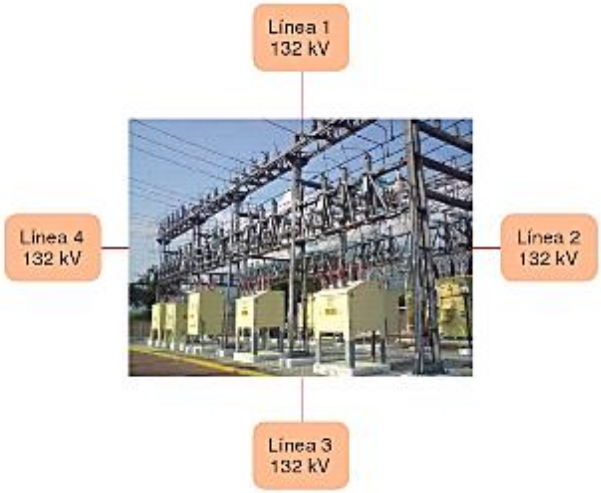


Figura 2.2. *Subestación de maniobra.*

- **Subestación de transformación pura:** destinada a la transformación de tensión desde un nivel superior a otro inferior. Es necesaria la presencia de uno o varios transformadores.

Figura 2.3. *Subestación de transformación pura.*

- **Subestación de transformación/maniobra:** destinada a la transformación de tensión desde un nivel superior a otro inferior, así como a la conexión entre circuitos del mismo nivel.

Figura 2.4. *Subestación de transformación/maniobra.*

- **Subestación de transformación/cambio del número de fases:** destinada a la alimentación de redes con distinto número de fases:
  - — Trifásica-hexafásica.
  - — Trifásica-monofásica (subestación de tracción eléctrica).

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

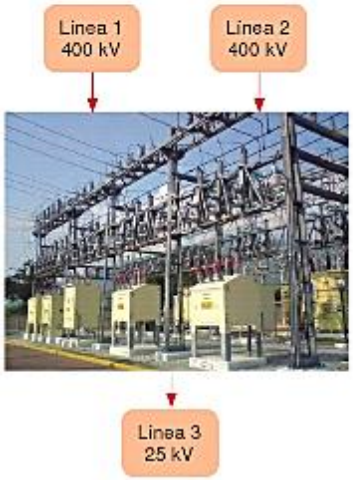


Figura 2.5. *Subestación de transformación/cambio de número de fases.*

- **Subestación de rectificación:** destinada a alimentar una red en corriente continua (subestación de tracción eléctrica).

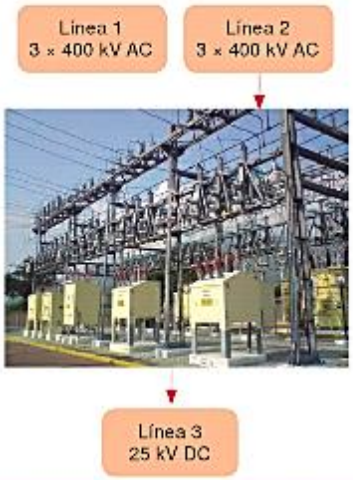


Figura 2.6. *Subestación de rectificación.*

- **Subestación de central:** destinada a la transformación de tensión desde un nivel inferior a otro superior (centrales eléctricas).

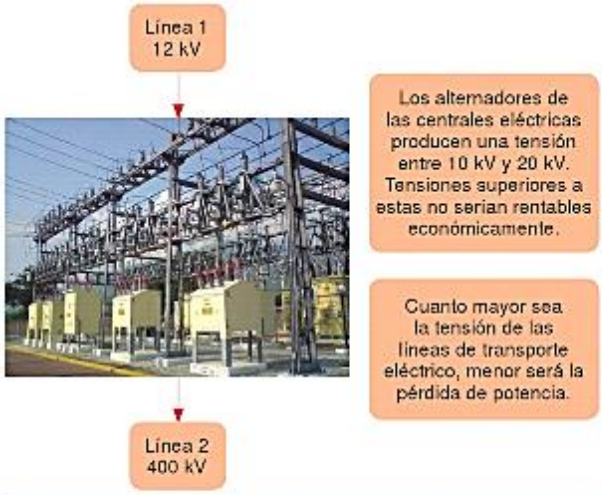


Figura 2.7. *Subestación de central.*

En las siguientes figuras se indican distintos tipos de subestaciones eléctricas:

Figura 2.8. *Subestación de tipo intemperie.*

Figura 2.9. *Subestación de interior de 66 kV.*

Figura 2.10. *Subestación blindada (aislada en gas). Fuente: Siemens.*

Figura 2.11. *Subestación HIS (aislada en aire y en gas). Fuente: Sysa.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Figura 2.12. *Subestación modular de 132 kV.*

Figura 2.13. *Subestación de instalación eólica.*
Fuente: Syse.

Figura 2.14. *Subestación prefabricada.*
Fuente: CRTS.

Figura 2.15. *Subestación de tipo GIS.*
Fuente: Iberdrola.

Figura 2.16. *Subestación de tipo GIS.*
Fuente: Syse.

Figura 2.17. *Subestación subterránea.*
Fuente: CRTS.

Figura 2.18. *Subestación para tracción eléctrica.*
Fuente: Electren.

Figura 2.19. *Celdas de subestación móvil.*
Fuente: Isowat.

Figura 2.20. *Subestación móvil.*
Fuente: Rhona.

Figura 2.21. *Subestación GIS de central eléctrica.*
Fuente: Isastur.

Figura 2.22. *Subestación urbana.*

Figura 2.23. *Subestación de instalación fotovoltaica.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Figura 2.24. *Subestación industrial.*

Figura 2.25. *Subestación HIS. Fuente: Siemens.*

ENLACES WEB

En el siguiente enlace puedes ver fotos de subestaciones eléctricas: http://fotosdeelectricidad.es/?page_id=747

La tendencia en el desarrollo de las subestaciones eléctricas se indica en la Figura 2.26.

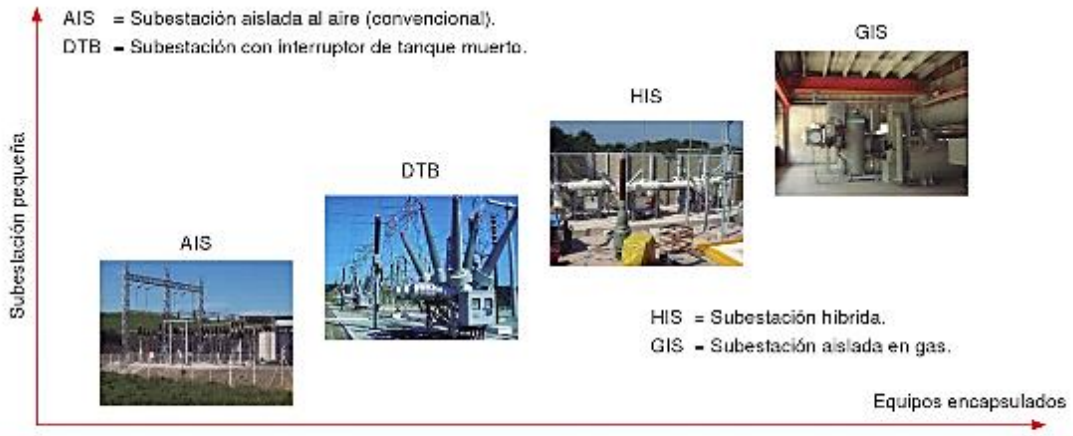


Figura 2.26. *Tendencia en las subestaciones eléctricas.*

En la Tabla 2.1 se indican los elementos de tipo encapsulado de que dispone cada una de las subestaciones.

Tabla 2.1. Elementos encapsulados según el tipo de subestación

Tipo	AIS	DTB	HIS	GIS
Instalación	Exterior	Exterior	Exterior	Exterior/interior
Interruptor encapsulado				
Seccionador encapsulado				
Barras encapsuladas				
Trafo intensidad encapsulado				
Trafo tensión encapsulado				

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

En la siguiente figura podemos ver un ejemplo de un esquema comparando una subestación convencional (AIS) y una híbrida.

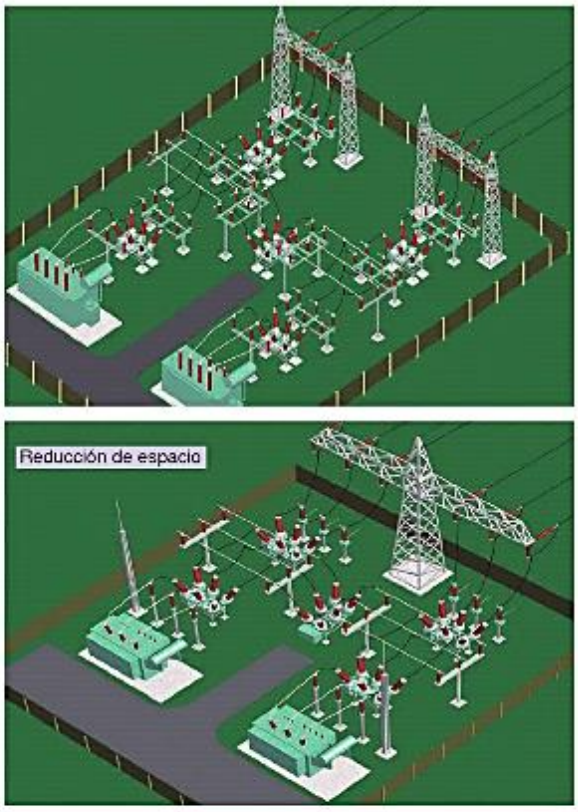


Figura 2.27. *Comparación de una subestación AIS y la misma en versión híbrida. Fuente: Siemens.*

2.3. Conexión a la red eléctrica de AT de las subestaciones

Las subestaciones eléctricas, en general, se pueden conectar a la red de las siguientes formas:

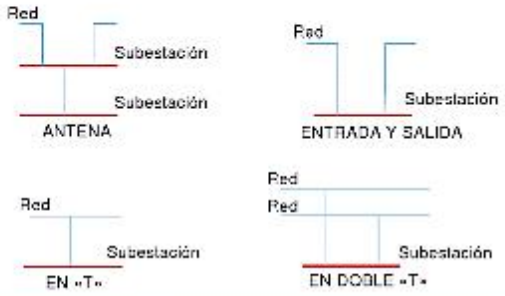
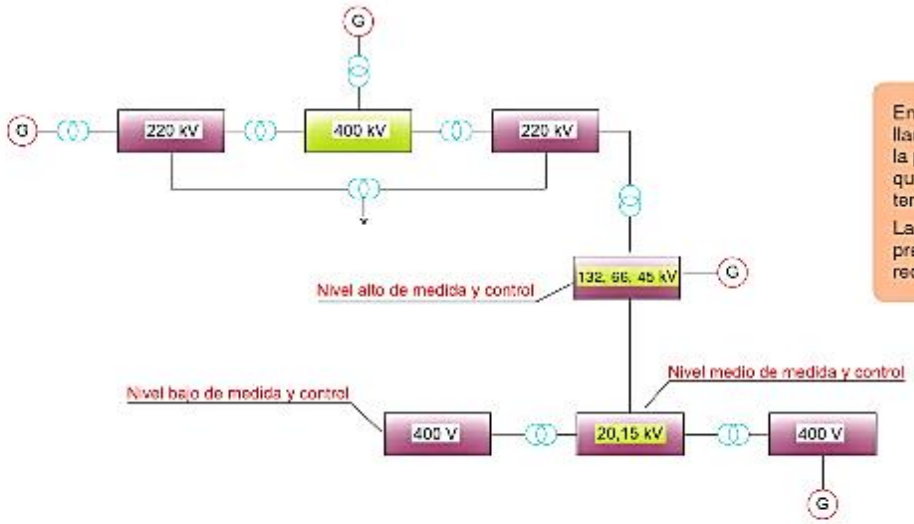


Figura 2.28. *Tipos de subestaciones eléctricas según el tipo de conexión a la red eléctrica de AT.*

2.4. Nivel de medida y control según el tipo de subestación

En este apartado se analiza el nivel de medida y control de la red eléctrica convencional en función de la tensión y del tipo de subestación.

En la Figura 2.29 se indica un ejemplo resumido de los distintos niveles de medida y mando de la red eléctrica convencional.



En la red eléctrica convencional la llamada «monitorización» existe en la parte de alta tensión, mientras que en la parte de media y baja tensión es muy escasa.

Las redes inteligentes *(smart grid)* pretenden monitorizar también la red de media y baja tensión.

Figura 2.29. *Nivel de medida y control en la red eléctrica convencional.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

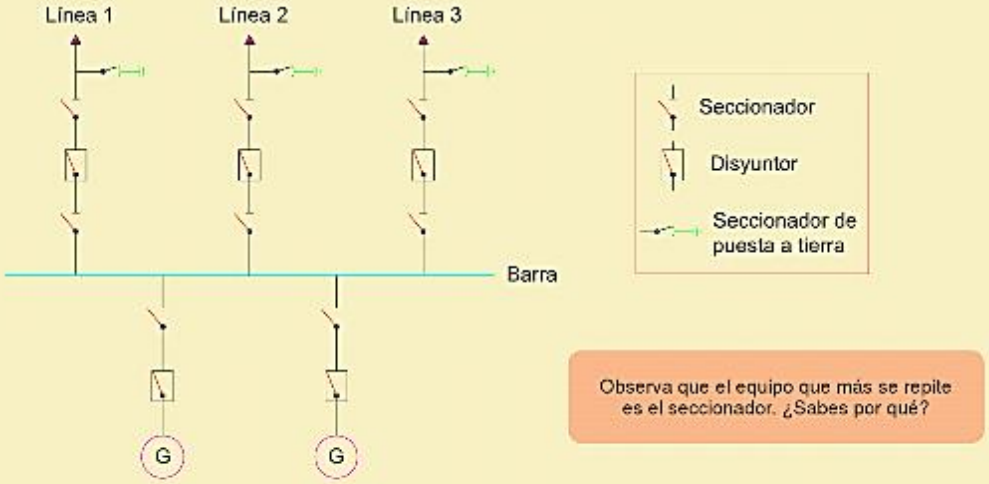
2.5. Configuraciones típicas de subestaciones

Los criterios de diseño de las distintas opciones de configuración que tiene una subestación son:

- **Costes de instalación:** número de interruptores por entrada/salida (circuito), número de seccionadores por circuito y aparamenta de medida, control y protección necesaria.
- **Operación y maniobra:** posibilidades de interconexión entre circuitos.
- **Fiabilidad:** análisis de la continuidad de servicio ante fallos en circuitos, fallos en barras, mantenimiento de interruptores y fallo en apertura de interruptores.

Las principales configuraciones de una subestación son:

Configuración: barra simple (juego de barras sencillo)



Observa que el equipo que más se repite es el seccionador. ¿Sabes por qué?

Seccionador: su misión consiste en aislar tramos de circuito de forma visible para que se pueda trabajar sobre los mismos sin peligro (5 reglas de oro).
Las 5 reglas de oro las puedes ver en el siguiente enlace: http://fotosdeelectricidad.es/?page_id=807
El seccionador abre y cierra un circuito en vacío (sin carga) y debe soportar la intensidad nominal de forma permanente y corrientes de cortocircuito durante un tiempo determinado.
El seccionador de puesta a tierra únicamente puede cerrarse cuando está abierto el seccionador de línea.
Interruptor: su misión consiste en abrir y cerrar el circuito en carga. Debe soportar intensidades nominales y de cortocircuito, y ser capaz de interrumpir estas últimas.
Disyuntor: interruptor automático accionado por relés.

Utilización	Ventajas	Inconvenientes
• En instalaciones pequeñas y de poca potencia, y sobre todo cuando admite cierta frecuencia de cortes de tensión.	• Instalación simple y maniobra sencilla. • Complicación mínima de conexionado. • Coste reducido.	• El suministro se interrumpe si existe una avería en barras. • No existe separación de salidas al ser una única barra. • La revisión de un disyuntor elimina de servicio la salida correspondiente.

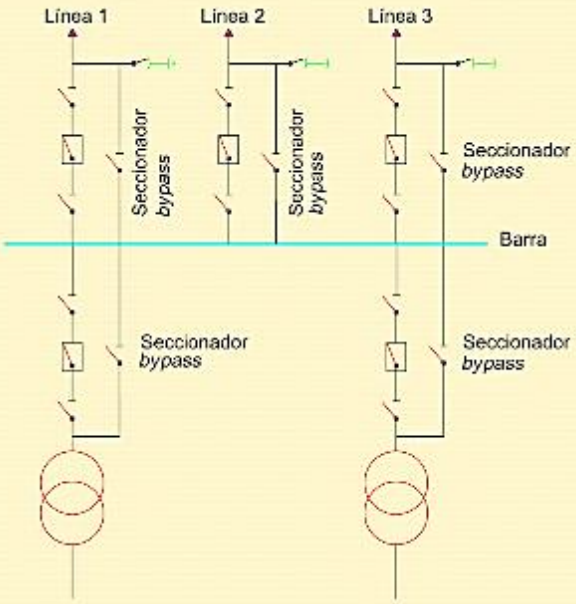
Figura 2.30. *Barra simple.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Configuración: barra simple con seccionador de *bypass* en salida

En todos los circuitos conectados a una única barra, pero en paralelo con cada módulo, se instala un seccionador llamado *bypass*.



Barras de subestación.

Trafo de potencia. *Fuente: Eremu.*

Seccionador: su misión consiste en aislar tramos de circuito de forma visible para que se pueda trabajar sobre los mismos sin peligro (5 reglas de oro).
Las 5 reglas de oro las puedes ver en el siguiente enlace: http://fotosdeelectricidad.es/?page_id=807
El seccionador abre y cierra un circuito en vacio (sin carga) y debe soportar la intensidad nominal de forma permanente y corrientes de cortocircuito durante un tiempo determinado.
El seccionador de puesta a tierra únicamente puede cerrarse cuando está abierto el seccionador de línea.
Interruptor: su misión consiste en abrir y cerrar el circuito en carga. Debe soportar intensidades nominales y de cortocircuito, y ser capaz de interrumpir estas últimas.
Disyuntor: interruptor automático accionado por relés.

Utilización	Ventajas	Inconvenientes
• Obtener una mayor flexibilidad en el funcionamiento de la subestación con respecto a la de barra simple.	• Permite realizar operaciones de mantenimiento en los tramos sin interrumpir el servicio, a través del seccionador *bypass*.	• Mientras que el servicio esté por *bypass*, la instalación queda sin protecciones, y en el caso de perturbaciones se dispararán los interruptores adyacentes a los de cabecera de los circuitos alimentadores. • Un fallo en la barra interrumpe totalmente el suministro de energía.

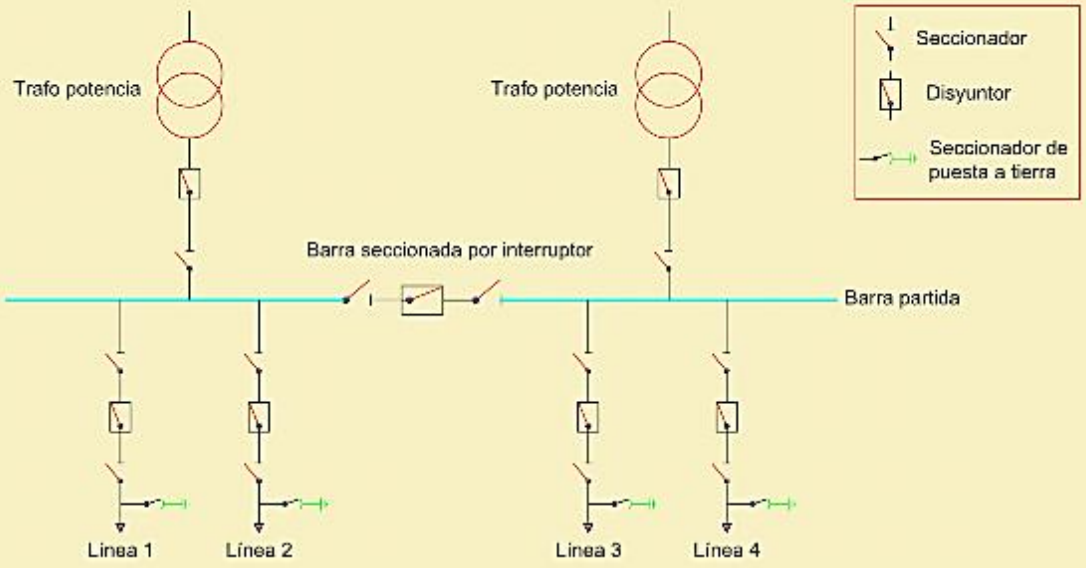
Figura 2.31. *Barra simple con bypass.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Configuración: barra simple con seccionamiento (barra partida)

La barra principal se divide en dos partes por medio de seccionadores o disyuntores. Esto lleva consigo que en caso de avería de la barra principal en una de las secciones, la otra sección puede trabajar normalmente. Si la instalación tiene varias líneas de salida que alimentan a una misma carga, estas líneas pueden disponerse alternativamente en cada sección de barras para hacer más seguro el suministro de energía.



Seccionador: su misión consiste en aislar tramos de circuito de forma visible para que se pueda trabajar sobre los mismos sin peligro (5 reglas de oro).
Las 5 reglas de oro las puedes ver en el siguiente enlace: http://fotosdeelectricidad.es/?page_id=807
El seccionador abre y cierra un circuito en vacío (sin carga) y debe soportar la intensidad nominal de forma permanente y corrientes de cortocircuito durante un tiempo determinado.
El seccionador de puesta a tierra únicamente puede cerrarse cuando está abierto el seccionador de línea.
Interruptor: su misión consiste en abrir y cerrar el circuito en carga.
Debe soportar intensidades nominales y de cortocircuito, y ser capaz de interrumpir estas últimas.
Disyuntor: interruptor automático accionado por relés.

Utilización	Ventajas	Inconvenientes
• Obtener una mayor flexibilidad en el funcionamiento de la subestación con respecto a la de barra simple.	• Mayor continuidad de servicio. • Se facilita el mantenimiento de los tramos conectados a la barra. • El sistema puede funcionar con dos fuentes diferentes de alimentación. • En caso de avería en barras solamente quedan fuera de servicio las salidas de la sección afectada.	• No se puede transferir una salida de una a otra sección de la barra. • La revisión de un disyuntor deja fuera de servicio la salida correspondiente. • La avería en una sección de la barra puede obligar a una reducción en el suministro de energía eléctrica.

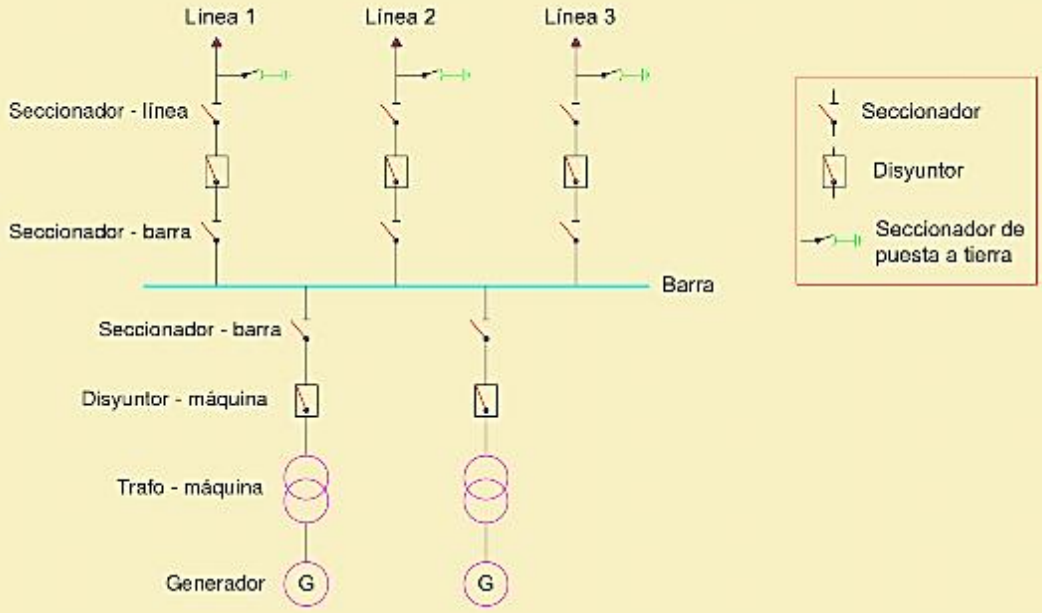
Figura 2.32. *Barra partida.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Configuración: barra simple de central eléctrica

Cuando el tipo de subestación de barra simple se utiliza en una central con grupos generadores no se pueden independizar los grupos generadores a determinadas líneas, impidiendo una flexibilidad que se ve aumentada si los grupos están acoplados en bloque.



Los interruptores automáticos tienen sus contactos de abierto o cerrado no visibles, por lo que por sí solos no cumplen las condiciones de seguridad. Por este motivo se debe disponer de dos seccionadores, uno a cada lado, para garantizar un corte visible en las operaciones de mantenimiento del interruptor. Por eso en estos esquemas existen tantos seccionadores.

Seccionador: su misión consiste en aislar tramos de circuito de forma visible para que se pueda trabajar sobre los mismos sin peligro (5 reglas de oro).
Las 5 reglas de oro las puedes ver en el siguiente enlace: http://fotosdeelectricidad.es/?page_id=807
El seccionador abre y cierra un circuito en vacío (sin carga) y debe soportar la intensidad nominal de forma permanente y corrientes de cortocircuito durante un tiempo determinado.
El seccionador de puesta a tierra únicamente puede cerrarse cuando está abierto el seccionador de línea.
Interruptor: su misión consiste en abrir y cerrar el circuito en carga.
Debe soportar intensidades nominales y de cortocircuito, y ser capaz de interrumpir estas últimas.
Disyuntor: interruptor automático accionado por relés.

Figura 2.33. *Barra simple de central eléctrica.*

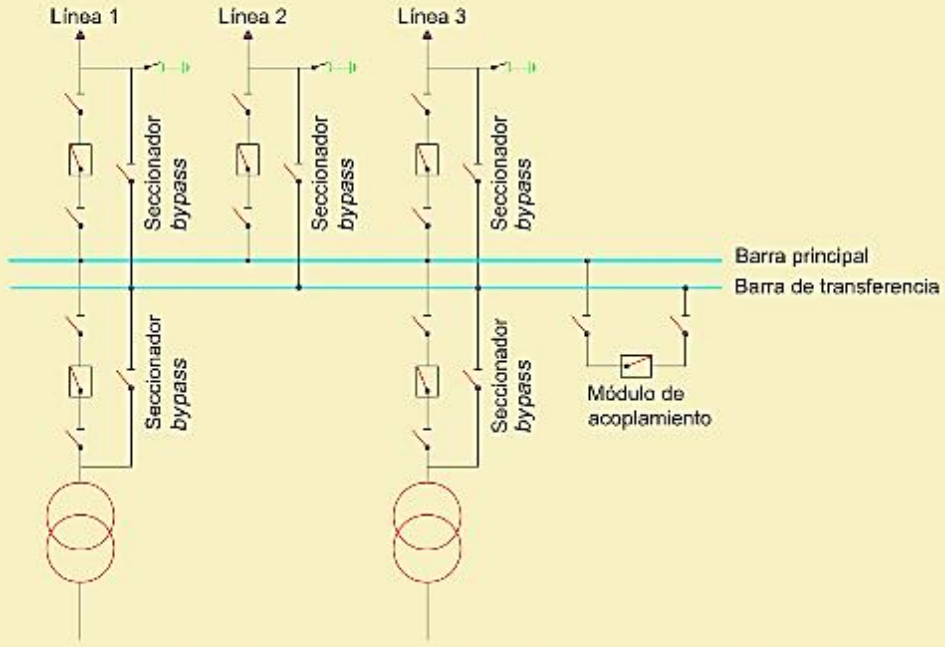
© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Configuración: juego de barras con transferencia

Las líneas, transformadores..., se conectan a través de su posición a las barras principales y el seccionador *bypass* lo hace a las de transferencia. La unión entre ambas barras se realiza mediante el módulo de acoplamiento o de enlace de barras.

Es una evolución del esquema de barra simple con *bypass*, pero ahora, aunque sea esta la vía de alimentación, la instalación queda protegida a través del interruptor del módulo de acoplamiento.



Seccionador: su misión consiste en aislar tramos de circuito de forma visible para que se pueda trabajar sobre los mismos sin peligro (5 reglas de oro).
Las 5 reglas de oro las puedes ver en el siguiente enlace: http://fotosdeelectricidad.es/?page_id=807
El seccionador abre y cierra un circuito en vacío (sin carga) y debe soportar la intensidad nominal de forma permanente y corrientes de cortocircuito durante un tiempo determinado.
El seccionador de puesta a tierra únicamente puede cerrarse cuando está abierto el seccionador de línea.
Interruptor: su misión consiste en abrir y cerrar el circuito en carga.
Debe soportar intensidades nominales y de cortocircuito, y ser capaz de interrumpir estas últimas.
Disyuntor: interruptor automático accionado por relés.

Figura 2.34. *Juego de barras con transferencia.*

© Ediciones Paraninfo

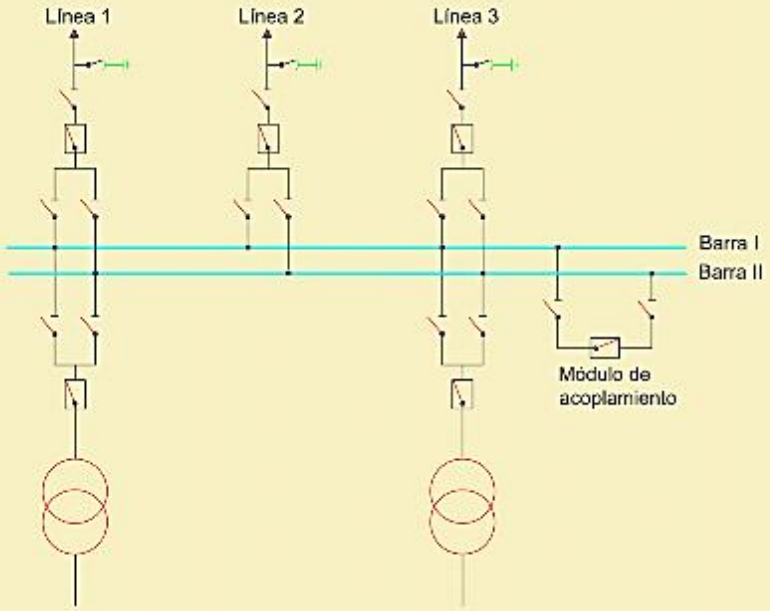
CamScanner

Configuración: doble barra

Este tipo de configuración ya es de una cierta importancia, al poder disponer de un juego doble de barras y de un disyuntor de acoplamiento que nos permite pasar de una barra a otra.

Consta de dos barras, y cada línea o transformador puede conectarse a cada una de ellas.

Se dispone de un doble juego de seccionadores, uno por barra, y un solo disyuntor por cada línea de salida, lo cual nos permite trabajar con una mayor seguridad de servicio, al tener la posibilidad de que en caso de avería de un seccionador podamos conectar el otro.



Seccionador: su misión consiste en aislar tramos de circuito de forma visible para que se pueda trabajar sobre los mismos sin peligro (5 reglas de oro).
Las 5 reglas de oro las puedes ver en el siguiente enlace: http://fotosdeelectricidad.es/?page_id=807
El seccionador abre y cierra un circuito en vacío (sin carga) y debe soportar la intensidad nominal de forma permanente y corrientes de cortocircuito durante un tiempo determinado.
El seccionador de puesta a tierra únicamente puede cerrarse cuando está abierto el seccionador de línea.
Interruptor: su misión consiste en abrir y cerrar el circuito en carga.
Debe soportar intensidades nominales y de cortocircuito, y ser capaz de interrumpir estas últimas.
Disyuntor: interruptor automático accionado por relés.

Utilización	Ventajas	Inconvenientes
• Centros con elevada densidad de carga.	• Se puede pasar el servicio de una a otra barra sin corte. • La pérdida de servicio de un circuito alimentador solo dejaría sin servicio las líneas conectadas a la misma barra que el circuito alimentador. • Las operaciones de mantenimiento pueden ser realizadas sin interrupción del servicio.	• La realización del mantenimiento en un disyuntor de un tramo requiere la salida del tramo correspondiente. • Requiere de gran espacio físico para su construcción.

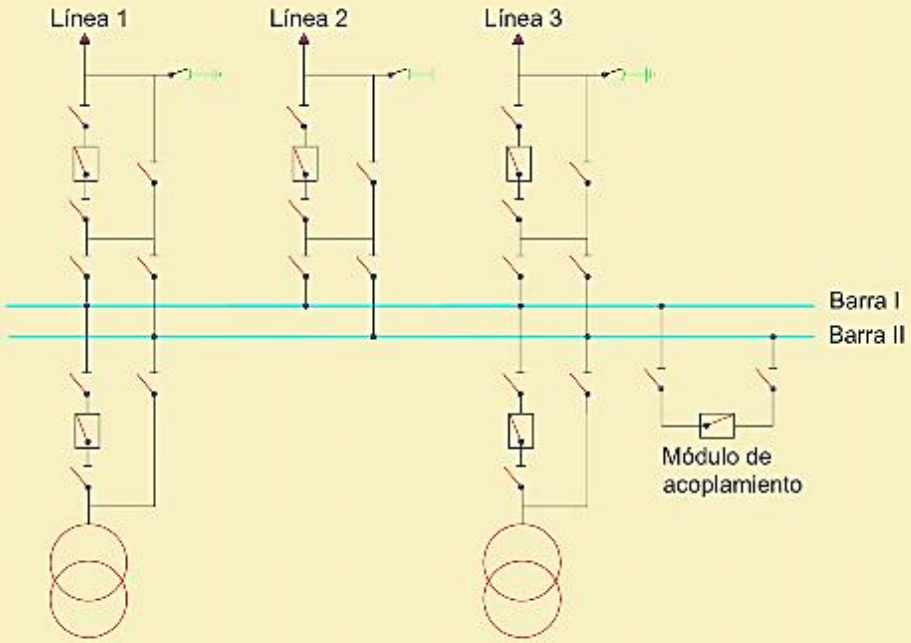
Figura 2.35. *Doble barra.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Configuración: doble juego de barras con *bypass*

Consta de un doble juego de barras, y las líneas y transformadores disponen de un *bypass* que puede alimentarse de cualquiera de las dos.



Seccionador: su misión consiste en aislar tramos de circuito de forma visible para que se pueda trabajar sobre los mismos sin peligro (5 reglas de oro).
Las 5 reglas de oro las puedes ver en el siguiente enlace: http://fotosdeelectricidad.es/?page_id=807
El seccionador abre y cierra un circuito en vacio (sin carga) y debe soportar la intensidad nominal de forma permanente y corrientes de cortocircuito durante un tiempo determinado.
El seccionador de puesta a tierra únicamente puede cerrarse cuando está abierto el seccionador de linea.
Interruptor: su misión consiste en abrir y cerrar el circuito en carga.
Debe soportar intensidades nominales y de cortocircuito, y ser capaz de interrumpir estas últimas.
Disyuntor: interruptor automático accionado por relés.

Utilización	Ventajas	Inconvenientes
• Subestaciones de AT que requieren de una gran diversidad de maniobra.	• Reparto de cargas, flexibilidad en las maniobras, asegura el servicio.	• Montaje costoso. • Maniobras complicadas.

Figura 2.36. *Doble juego de barras con* bypass.

RECUERDA

El disyuntor puede abrir y cerrar en carga.

© Ediciones Paraninfo

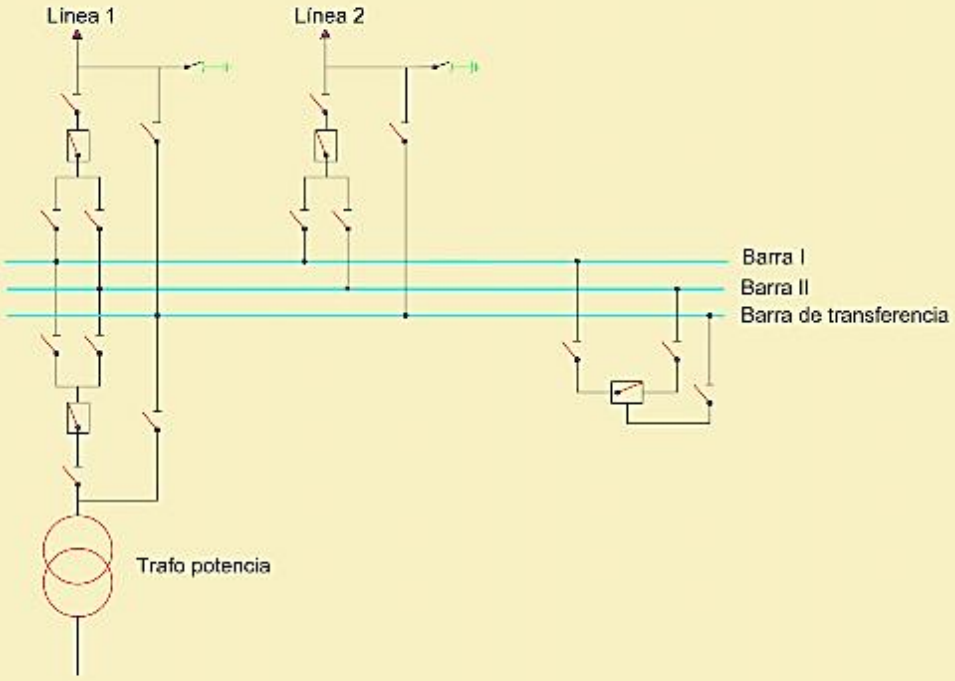
CamScanner

Configuración: doble juego de barras más barra de transferencia

Consta de un doble juego de barras donde se conectan líneas y transformadores, a través de seccionadores, y los de *bypass* lo hacen a la de transferencia. El módulo de transferencia sirve para unir eléctricamente ambas barras.

Esta configuración se emplea en las subestaciones de MAT (muy alta tensión).

Con esta configuración se evita el hacer «0» de tensión en las líneas por avería de su disyuntor, al poder sustituir aquel por este.



Seccionador: su misión consiste en aislar tramos de circuito de forma visible para que se pueda trabajar sobre los mismos sin peligro (5 reglas de oro).
Las 5 reglas de oro las puedes ver en el siguiente enlace: http://fotosdeelectricidad.es/?page_id=807
El seccionador abre y cierra un circuito en vacío (sin carga) y debe soportar la intensidad nominal de forma permanente y corrientes de cortocircuito durante un tiempo determinado.
El seccionador de puesta a tierra únicamente puede cerrarse cuando está abierto el seccionador de línea.
Interruptor: su misión consiste en abrir y cerrar el circuito en carga.
Debe soportar intensidades nominales y de cortocircuito, y ser capaz de interrumpir estas últimas.
Disyuntor: interruptor automático accionado por relés.

La muy alta tensión (MAT) es de 220 kV y 400 kV en España.

Figura 2.37. *Doble juego de barras más barra de transferencia.*

© Ediciones Paraninfo

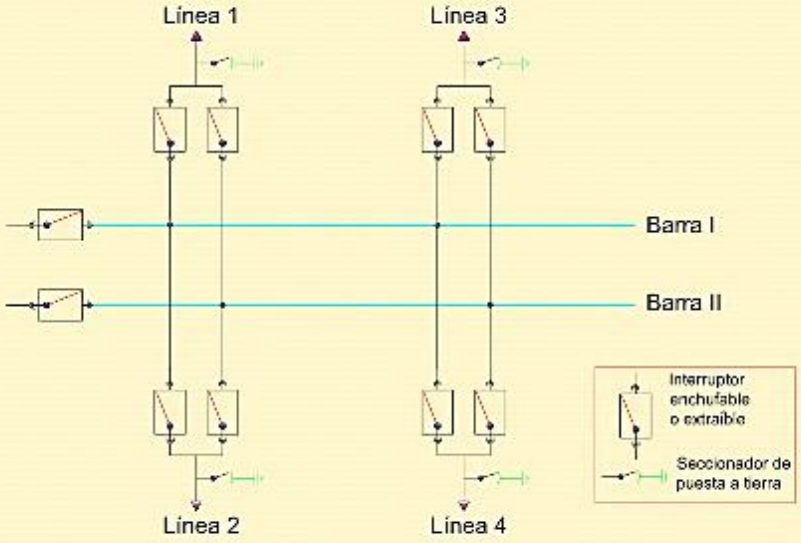
CamScanner

Configuración: barras dúplex

Permite alimentar una línea o transformador desde cualquiera de las dos barras. Lo hace mediante interruptores, y no a través de un seccionador como anteriormente.

No todas las líneas disponen de un doble interruptor, sino que existen uno o varios de reserva.

Es el esquema más usado en media tensión.



Interruptor extraíble. *Fuente: Syse.*

Seccionador: su misión consiste en aislar tramos de circuito de forma visible para que se pueda trabajar sobre los mismos sin peligro (5 reglas de oro).
Las 5 reglas de oro las puedes ver en el siguiente enlace: http://fotosdeelectricidad.es/?page_id=807
El seccionador abre y cierra un circuito en vacío (sin carga) y debe soportar la intensidad nominal de forma permanente y corrientes de cortocircuito durante un tiempo determinado.
El seccionador de puesta a tierra únicamente puede cerrarse cuando está abierto el seccionador de línea.
Interruptor: su misión consiste en abrir y cerrar el circuito en carga.
Debe soportar intensidades nominales y de cortocircuito, y ser capaz de interrumpir estas últimas.
Disyuntor: interruptor automático accionado por relés.

Figura 2.38. *Barras dúplex.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Configuración: embarrado en anillo

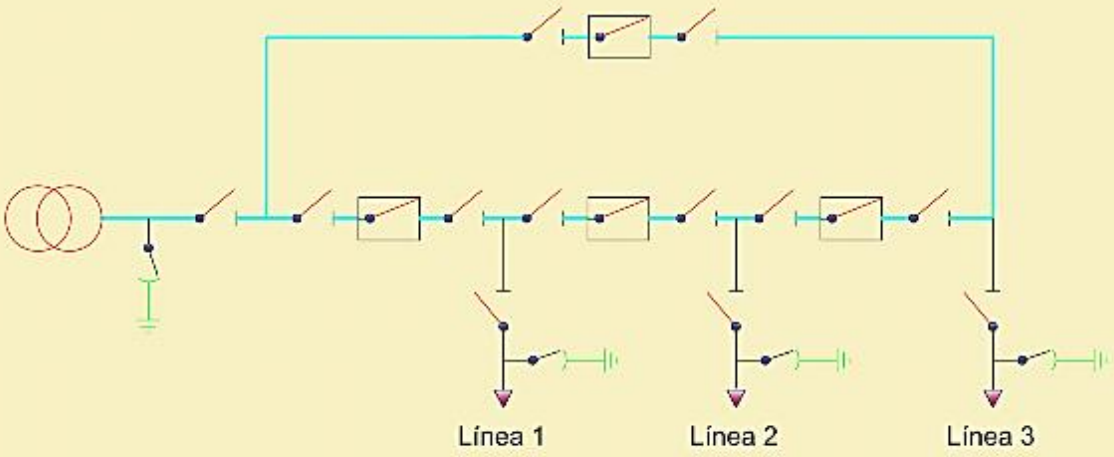
Presenta la posibilidad de alimentar las líneas por ambos lados. Su empleo es casi exclusivo de instalaciones de 220 kV y 400 kV.

Es un sistema muy flexible en el reparto de cargas. Permite la continuidad del servicio en las revisiones periódicas y no necesita interruptor de acoplamiento.

La barra es un anillo formado por interruptores con los circuitos conectados entre cada dos de ellos. Para aislar un circuito es necesaria la apertura de los dos interruptores correspondientes, abriéndose así el anillo.

Cuando se quiere aislar un circuito por un período largo, se debe abrir el seccionador de la línea para poder cerrar los interruptores asociados a dicho circuito, y así dar continuidad al anillo.

Conviene limitar esta configuración a un máximo de seis salidas. En caso de necesitar más salidas es preferible cambiar la configuración a la de interruptor y medio que veremos a continuación.



Seccionador: su misión consiste en aislar tramos de circuito de forma visible para que se pueda trabajar sobre los mismos sin peligro (5 reglas de oro).
Las 5 reglas de oro las puedes ver en el siguiente enlace: http://fotosdeelectricidad.es/?page_id=807
El seccionador abre y cierra un circuito en vacío (sin carga) y debe soportar la intensidad nominal de forma permanente y corrientes de cortocircuito durante un tiempo determinado.
El seccionador de puesta a tierra únicamente puede cerrarse cuando está abierto el seccionador de línea.
Interruptor: su misión consiste en abrir y cerrar el circuito en carga.
Debe soportar intensidades nominales y de cortocircuito, y ser capaz de interrumpir estas últimas.
Disyuntor: interruptor automático accionado por relés.

¿Es lo mismo abrir un circuito que seccionarlo?

Figura 2.39. *Embarrado en anillo.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Configuración: Interruptor y medio

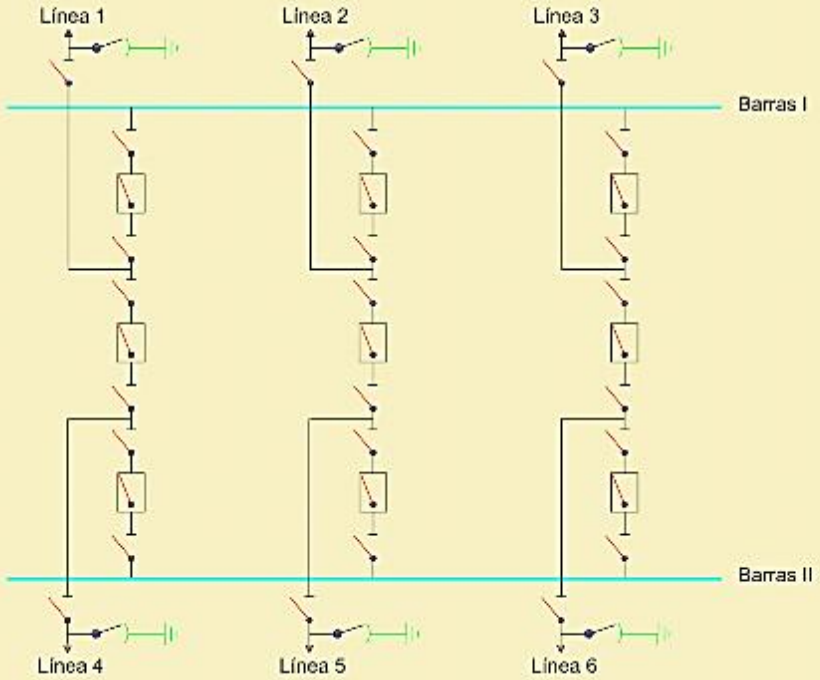
Esta configuración se basa en que existen tres interruptores por cada dos salidas. Este sistema permite disponer, además del propio interruptor correspondiente a cada línea, de otro compartido para dos. Su empleo es casi exclusivo de subestaciones de 220 kV y 400 kV.

Cualquiera de las dos barras podría quedar fuera de servicio sin interrumpir el mismo.

Es muy flexible en el reparto de cargas.

Permite la continuidad del servicio en las revisiones periódicas.

Como inconveniente presenta que los relés de protección son más complejos y el coste es elevado.



Seccionador: su misión consiste en aislar tramos de circuito de forma visible para que se pueda trabajar sobre los mismos sin peligro (5 reglas de oro).
Las 5 reglas de oro las puedes ver en el siguiente enlace: http://fotosdeelectricidad.es/?page_id=807
El seccionador abre y cierra un circuito en vacío (sin carga) y debe soportar la intensidad nominal de forma permanente y corrientes de cortocircuito durante un tiempo determinado.
El seccionador de puesta a tierra únicamente puede cerrarse cuando está abierto el seccionador de línea.
Interruptor: su misión consiste en abrir y cerrar el circuito en carga.
Debe soportar intensidades nominales y de cortocircuito, y ser capaz de interrumpir estas últimas.
Disyuntor: interruptor automático accionado por relés.

Figura 2.40. *Interruptor y medio.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

2.6. Estructura característica de una subestación eléctrica

En este apartado se analizan las distintas posiciones o módulos que componen una subestación eléctrica. También se indican una serie de esquemas y figuras típicos de dichas subestaciones.

2.6.1. Posiciones existentes en una subestación eléctrica

Se denomina posición o módulo al conjunto de aparatos de corte para un mismo nivel de tensión que intervienen en las maniobras de un circuito de alta tensión (AT), estando constituida una posición principalmente por un interruptor y dos o más seccionadores.

Las principales posiciones en una subestación eléctrica son:

- **Posición de línea:** instalación dentro de la subestación, que comprende:
  - — Entrada o salida de cables aéreos o subterráneos.
  - — Aparatos de corte y seccionamiento (interruptores y seccionadores).
  - — Elementos auxiliares como bobinas de bloqueo y protección contra sobretensiones atmosféricas (autoválvulas).
  - — Transformadores de medida y protección.

Figura 2.41. *Posición de línea de una subestación eléctrica.*

- **Posición del primario del transformador de potencia:** son todos los elementos que se encuentran previos al transformador, incluyéndose entre los mismos la protección automática (interruptor automático), la medida (transformador de intensidad) o la protección frente a sobretensiones de tipo rayo.

Figura 2.42. *Posición del primario del transformador.*

- **Posición de transformador:** constituido por un transformador o autotransformador de potencia, los aparatos de corte y los aparatos auxiliares (transformadores de medida y autoválvulas, entre otros).
- **Posición de barras o embarrados/celdas del lado de alta:** la función de las barras es la de realizar la conexión/aislamiento entre posiciones de líneas o entre posiciones de transformadores.

  De igual manera, se puede realizar la medida de la tensión por medio de transformadores de tensión (TT).

Figura 2.43. *Posición de transformador.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Figura 2.44. *Posición de barras del lado de alta.*

- **Posición de barras / celdas del lado de baja:** en el caso de embarrado, sus características son similares a las expuestas anteriormente, salvo que al encontrarse en un nivel de tensión diferente, en media tensión, se utilizarán celdas prefabricadas.

Otras posiciones funcionales de las subestaciones pueden ser:

- Posición de batería de condensadores.
- Posición de servicios auxiliares.
- Posición de acople de barras.
- Posición de medida.

Figura 2.45. *Celdas prefabricadas. Fuente: Ormazabal.*

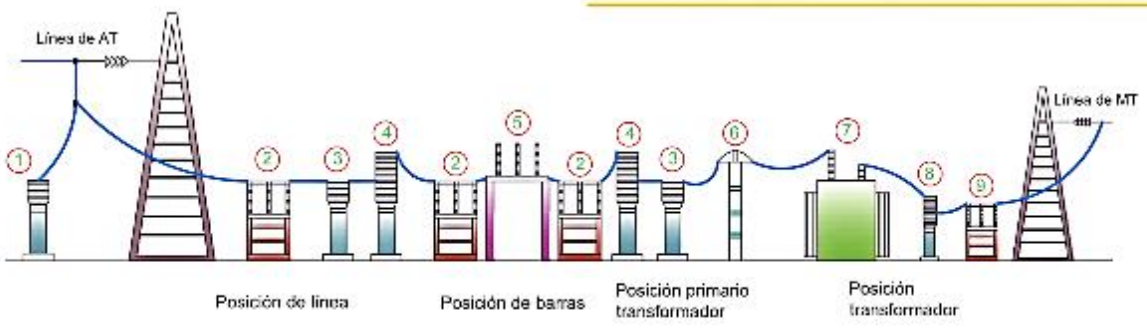
En la Figura 2.46 se indican, de forma resumida, las distintas posiciones de una subestación eléctrica.

2.6.2. Subestaciones significativas de la red eléctrica

En este apartado se exponen una serie de figuras de algunas de las más importantes subestaciones eléctricas de la red eléctrica.

ENLACES WEB

En el siguiente enlace tienes más información sobre las subestaciones eléctricas de la red eléctrica:
http://www.ree.es/es/publicaciones/subestaciones-de-red-electrica



1. Trafo tensión (TT).
2. Seccionador AT.
3. Trafo intensidad (TI).
4. Interruptor AT.
5. Barras.
6. Autoválvula.
7. Trafo potencia.
8. Interruptor MT.
9. Seccionador MT.

Figura 2.46. *Principales posiciones de una subestación eléctrica.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

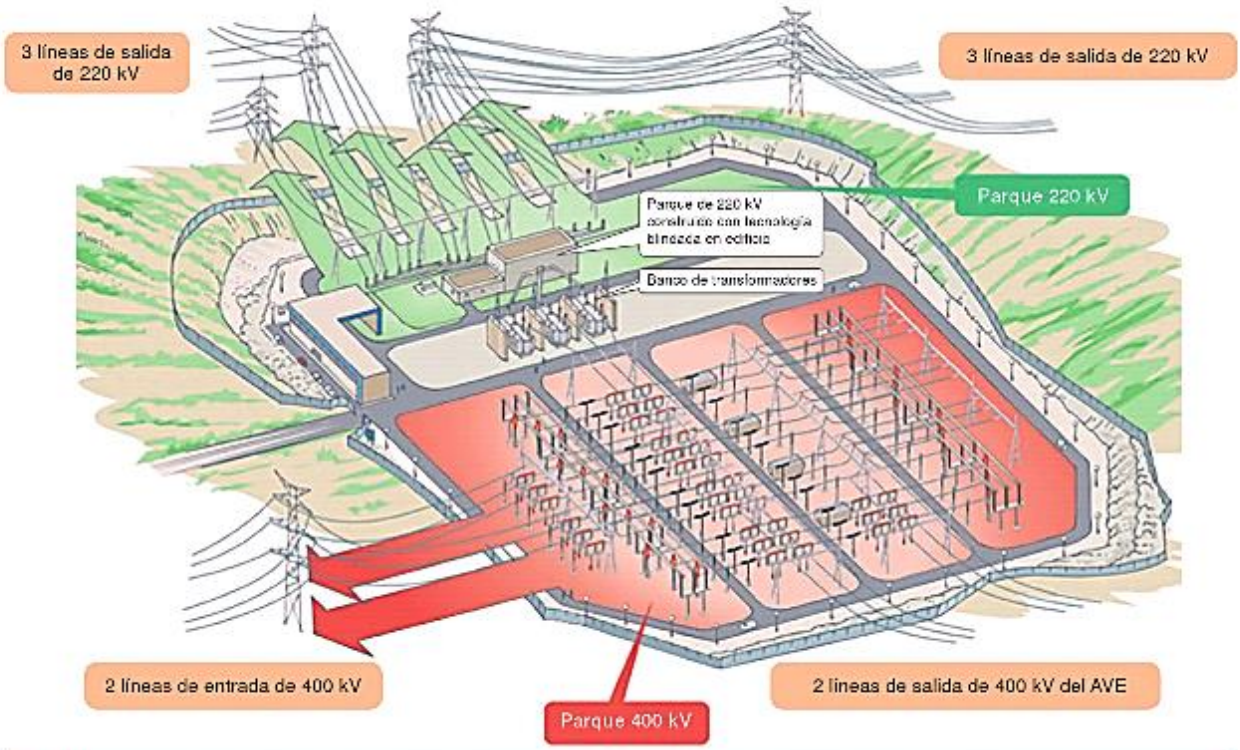


Figura 2.47. *Subestación de Cártama.*

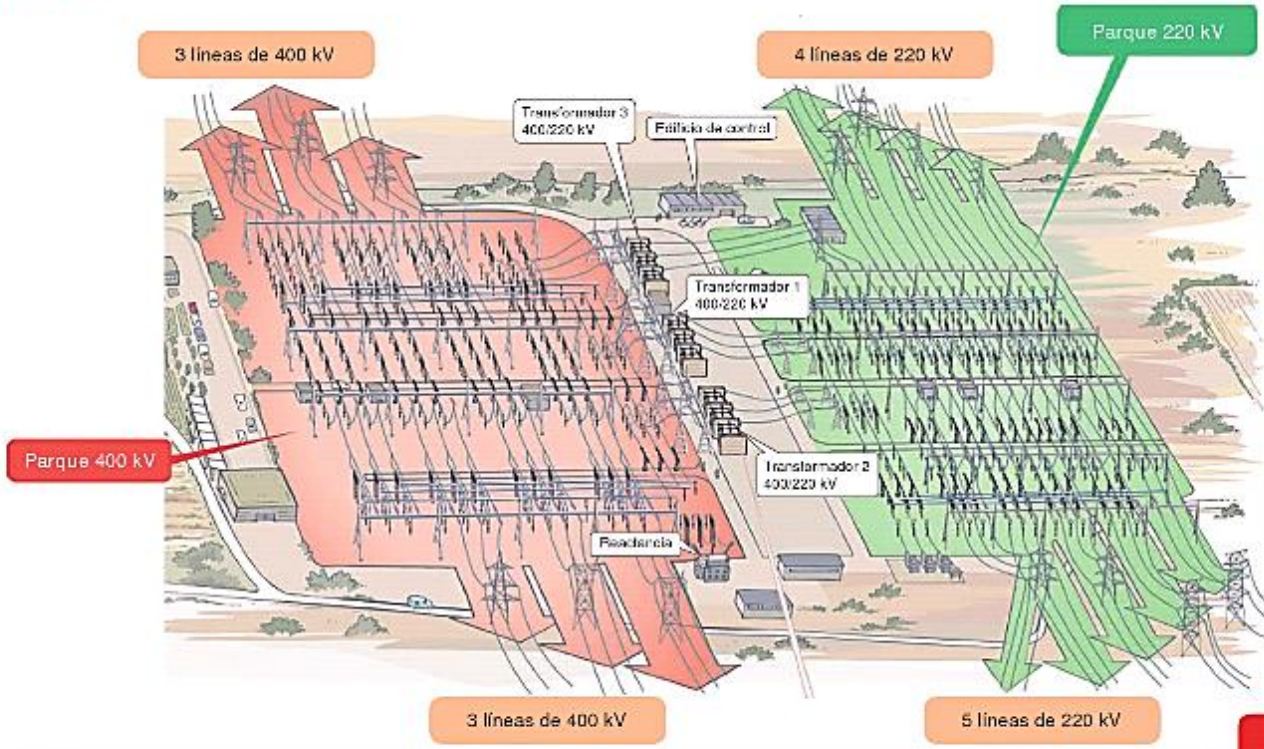


Figura 2.48. *Subestación de San Sebastián de los Reyes.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

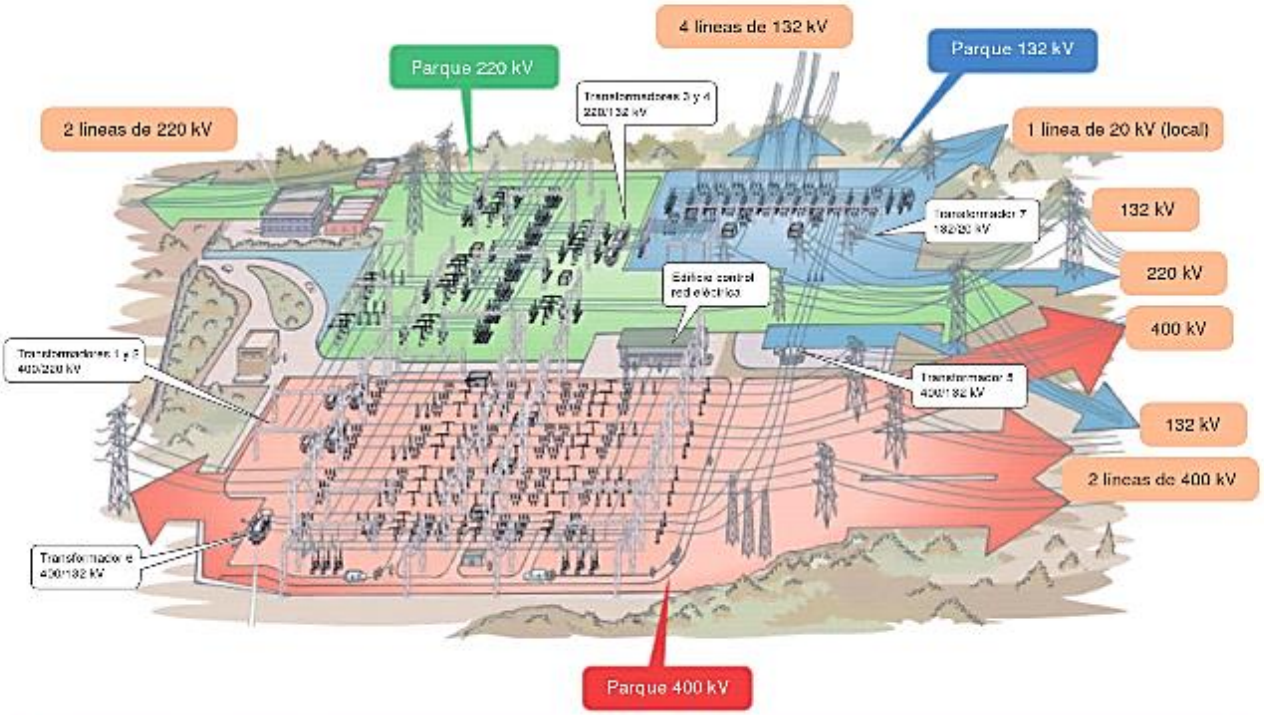


Figura 2.49. *Subestación de La Eliana.*

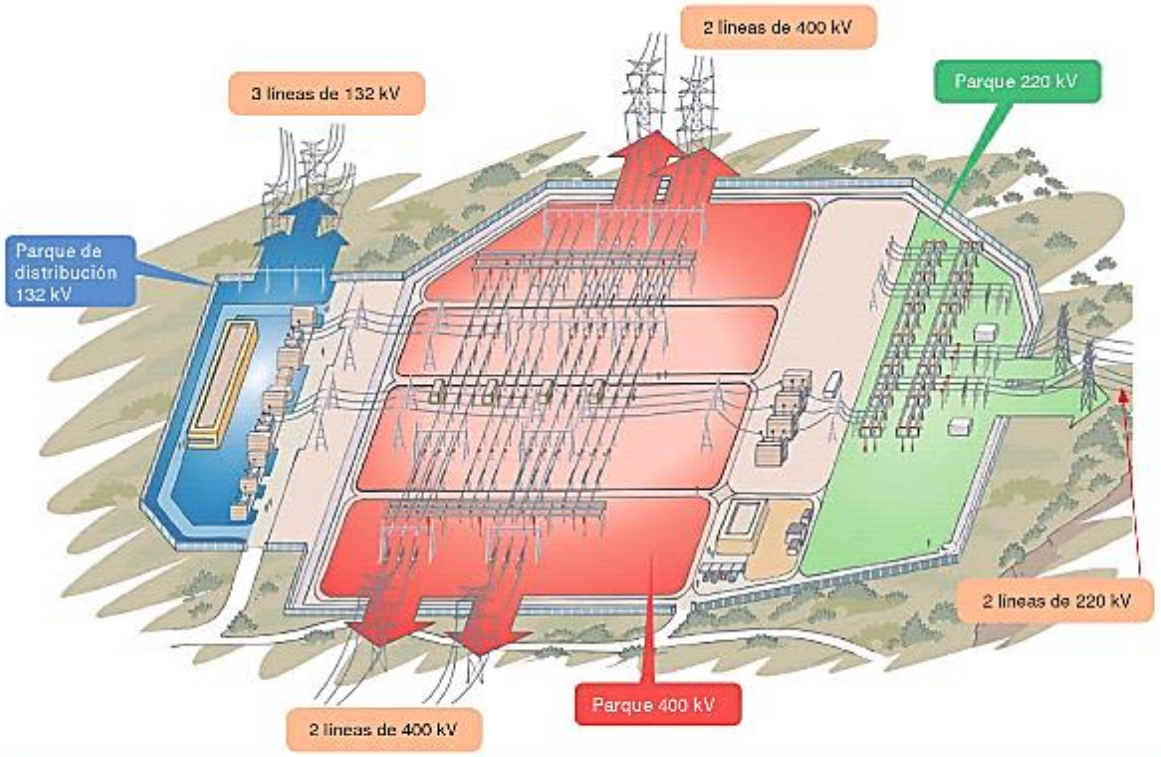
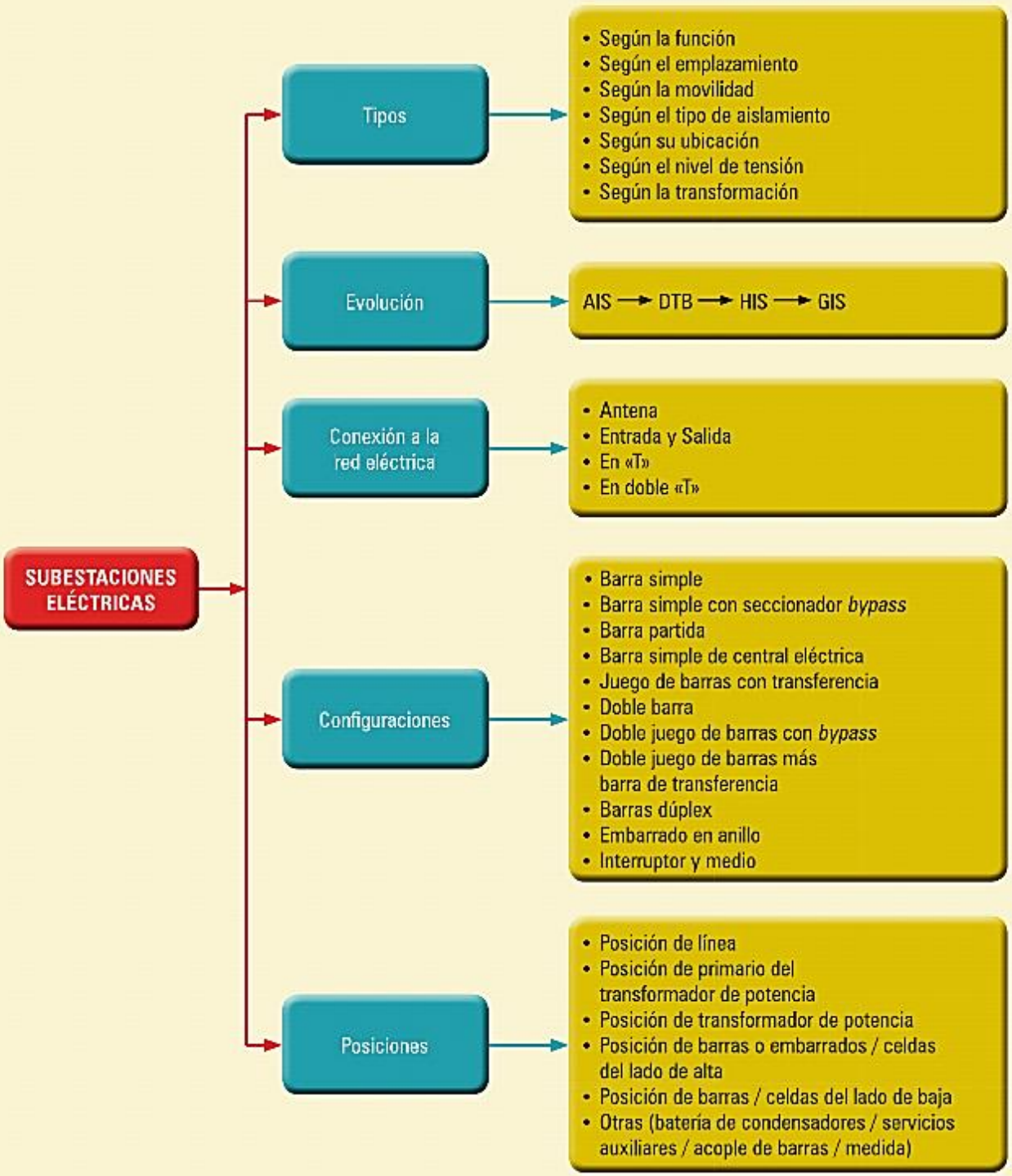


Figura 2.50. *Subestación de Benavó.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

MAPA CONCEPTUAL



© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Resumen

Las subestaciones son estructuras básicas en la generación, transporte y distribución de la energía eléctrica en alta tensión.

La clasificación de las subestaciones se puede hacer desde distintos puntos de vista, como son la función que cumplen, el emplazamiento, el tipo de aislamiento, su ubicación y su nivel de tensión, entre otros.

La evolución en la tecnología de las subestaciones, a través del tiempo, comprende desde las técnicas AIS, DBT y HIS, hasta la GIS.

La configuración que puede adoptar una subestación depende del tamaño de la misma, de la potencia, de la frecuencia de cortes de tensión, de la flexibilidad y de la diversidad de maniobra, entre otros.

Una subestación puede tener varias posiciones, como son las de posición de línea, posición de transformador o posición de barras.

Los principales aparatos y elementos que forman parte de las distintas posiciones de una subestación eléctrica son:

- Cables aéreos o subterráneos.
- Interruptores automáticos y seccionadores.
- Transformadores de potencia, distribución y auxiliares.
- Autotransformadores de potencia.
- Transformadores de medida y protección.
- Bobinas de bloqueo.
- Autoválvulas.
- Reactancias.
- Baterías de condensadores.

Conceptos clave

Aparamenta. Término general aplicado a los aparatos de conexión, desconexión o maniobra, y a su combinación con aparatos de mando, medida, protección y regulación asociados, así como los conjuntos de tales aparatos con las conexiones, accesorios, envolventes y soportes correspondientes.

Barras. Es el nudo donde se realiza la alimentación y reparto de energía de un mismo nivel de tensión. Su función es conectar los circuitos entrantes y salientes de la subestación.

Confiabilidad. Es la probabilidad de que una subestación pueda suministrar energía durante un periodo de tiempo dado, bajo la condición de que al menos un componente de la subestación no pueda recuperarse durante la operación.

Flexibilidad. Es la propiedad de la instalación para acomodarse a las diferentes condiciones que se puedan presentar por cambios operativos en el sistema, y además por contingencias y/o mantenimiento del mismo.

Interruptor de tanque muerto. La tecnología de tanque muerto se caracteriza por que la cámara del interruptor está alojada en un contenedor metálico conectado a tierra.

Seguridad. Es la propiedad de una instalación para dar continuidad de servicio sin interrupción alguna durante fallos en los equipos de potencia, especialmente interruptores y barras.

SF6. Hexafluoruro de azufre. Es un gas artificial utilizado en los equipos eléctricos de alta tensión. Es un excelente aislante eléctrico.

Subestación blindada. Las instalaciones de maniobra disponen de blindaje metálico, tienen aislamiento por gas y se emplean para tensiones de servicio de hasta 245 kV. Constan de celdas individuales y compactas. Se montan en disposición independiente en interiores. Los módulos están constituidos por cajas de aluminio, así como compensadores de acero inoxidable que constituyen juntos el blindaje resistente a la presión de la instalación de maniobra.

Subestación de distribución. Conecta entre sí varias líneas de distribución y sirve para alimentar a otras redes de tensiones inferiores que llevan la energía eléctrica hasta el consumidor final.

Subestación de transporte. Conecta entre sí varias líneas de alta tensión para conseguir una red mallada, bien directamente si son de la misma tensión o mediante transformadores si son de tensiones diferentes.

Subestación móvil. Subestación de carácter móvil, cuya finalidad principal es el socorro temporal de la red de alta tensión ante contingencias o situaciones especiales de servicio, prevista para la conexión de uno o más circuitos. Está formada por un conjunto de aparamenta eléctrica con o sin transformador de potencia y concebida para su conexión a la red mediante un procedimiento rápido de puesta en servicio. Puede tener uno o varios niveles de tensión. Se podrá instalar conectada a una subestación existente en su interior o de forma adyacente, o bien constituyendo una subestación independiente.

Tensión más elevada de una red trifásica (Us). Es el valor más elevado de la tensión entre fases, que puede presen-

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

RESUMEN - CONCEPTOS CLAVE - WEB

tarse en un instante y en un punto cualquiera de la red, en las condiciones normales de explotación. Este valor no tiene en cuenta las variaciones transitorias (por ejemplo, maniobras en la red) ni las variaciones temporales de tensión debidas a condiciones anormales de la red (por ejemplo, averías o desconexiones bruscas de cargas importantes).

Tensión más elevada para el material (Um). La mayor tensión eficaz entre fases para la cual se define el material, en lo que se refiere a aislamiento, y determinadas características que están eventualmente relacionadas con esta tensión, en las normas propuestas para cada material.

La tensión más elevada del material (Um) de una instalación de alta tensión será igual o superior al indicado en la siguiente tabla.

Tensión nominal de la red (Un) kV	Tensión más elevada de la red (Us) kV	Tensión más elevada del material (Um) kV
3	3,6	3,6
6	7,2	7,2
10	12	12
15	17,5	17,5
20	24	24
25	30	36
30	36	36
45	52	52
66	72,5	72,5
110	123	123
132	145	145
220	245	245
400	420	420

Tensión nominal de una red trifásica. Valor de la tensión entre fases por el cual se denomina la red, y a la cual se refieren ciertas características de servicio de la red.

Páginas web de interés

Empresa	Producto	Página Web
ABB	Subestaciones	www.new.abb.com/systems/hvdc
SIEMENS	Subestaciones	www.energy.siemens.com
REE	Subestaciones	http://www.ree.es/es/publicaciones/subestaciones-de-red-electrica
SYSE	Subestaciones	http://www.syse.com.mx/subestacion.html
CRTS	Subestaciones	http://www.crtsgroup.com/crtsgroup/product25-HV-Substations-up-to-220-kV.html
ISASTUR	Subestaciones	http://www.grupoisastur.com/web/es/activity/index/13

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Actividades de comprobación

Algunas preguntas pueden tener varias respuestas.

2.1. La primera categoría de una instalación de alta tensión es la que está comprendida entre una tensión nominal superior a 66 kV e inferior a 220 kV.

a) Verdadero.
b) Falso.

2.2. Las subestaciones llamadas híbridas son:

a) GIS.
b) HIS.
c) AIS.

2.3. Las subestaciones pueden ser fijas o móviles.

a) Verdadero.
b) Falso.

2.4. Cuanto mayor sea la tensión de las líneas de transporte eléctrico, mayor será la pérdida de potencia.

a) Verdadero.
b) Falso.

2.5. El nivel medio de medida y control en la red eléctrica convencional es de:

a) 400 V.
b) 15 kV.
c) 220 kV.
d) 132 kV.
e) 20 kV.
f) Depende.

2.6. La misión de un interruptor es la de abrir y cerrar el circuito en carga.

a) Verdadero.
b) Falso.

2.7. La configuración de una subestación en barra simple es:

a) Instalación simple y maniobra sencilla.
b) Coste elevado.
c) Complicación mínima de conexionado.
d) No se utiliza.

2.8. La misión del seccionador es la de aislar tramos de circuito de forma no visible.

a) Verdadero.
b) Falso.

2.9. La configuración de una subestación en barra simple con *bypass* no permite realizar operaciones de mantenimiento.

a) Verdadero.
b) Falso.

2.10. El seccionador de puesta a tierra únicamente puede cerrarse cuando:

a) Cuando está abierto el seccionador de línea.
b) Cuando está cerrado el seccionador de línea.
c) Indiferente.

2.11. La configuración de una subestación en doble barra requiere de poco espacio físico para su construcción.

a) Verdadero.
b) Falso.

2.12. La configuración de una subestación con doble juego de barras con *bypass* presenta el inconveniente:

a) Un montaje costoso.
b) Unas maniobras complicadas.
c) No se puede hacer mantenimiento.
d) No se pueden repartir las cargas.
e) No asegura el servicio.

2.13. La configuración de una subestación con doble juego de barras más barra de transferencia:

a) Se emplea en las subestaciones de media tensión.
b) Se emplea en las subestaciones de alta tensión.
c) Se emplea en las subestaciones de muy alta tensión.
d) Se evita hacer un «0» de tensión en las líneas por avería de su disyuntor.

2.14. La configuración de una subestación con barras dúplex es:

a) El esquema más utilizado en media tensión.
b) El esquema más utilizado en alta tensión.
c) El esquema más utilizado en muy alta tensión.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

ACTIVIDADES FINALES

2.15. La configuración de una subestación con embarrado en anillo:

- **a)** Es un sistema poco flexible en el reparto de cargas.
- **b)** Permite la continuidad del servicio en las revisiones periódicas y necesita interruptor de acoplamiento.
- **c)** No permite la continuidad del servicio en las revisiones periódicas y no necesita interruptor de acoplamiento.
- **d)** Se emplea exclusivamente en instalaciones de 220 kV y 400 kV.

2.16. La configuración de una subestación con interruptor y medio:

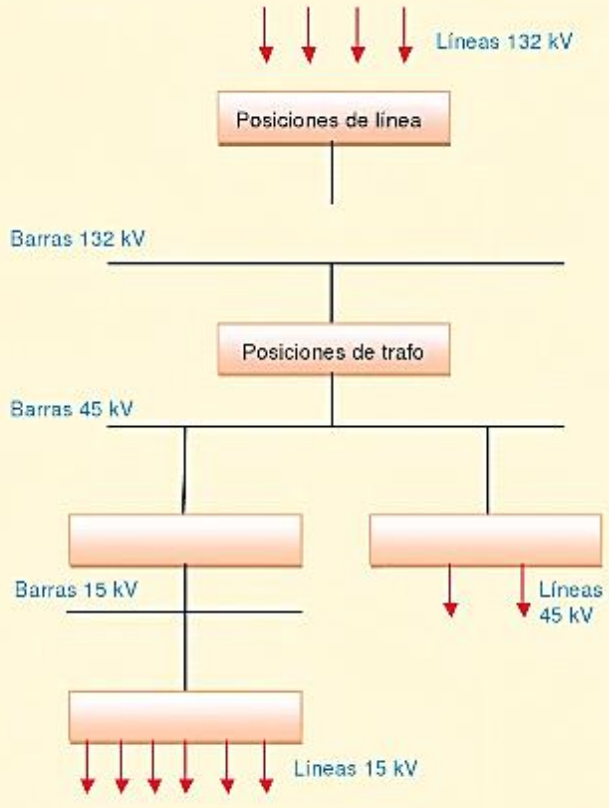
- **a)** Es muy flexible en el reparto de cargas.
- **b)** Permite la continuidad del servicio en las revisiones periódicas.
- **c)** Tiene relés de protección muy sencillos.
- **d)** Tiene relés de protección muy complejos.
- **e)** Permite que cualquiera de las dos barras quede fuera de servicio sin interrumpir el mismo.

2.17. La posición de línea en una subestación comprende:

- **a)** Entrada o salida de cables aéreos o subterráneos.
- **b)** Transformador de potencia.
- **c)** Batería de condensadores.
- **d)** Aparatos de corte y seccionamiento.
- **e)** Bobinas de bloqueo, autoválvulas.

Actividades de aplicación

2.1. En la siguiente figura indica, en los recuadros correspondientes, qué posibles posiciones son las que figuran en el esquema.



2.2. Relaciona las distintas utilizaciones que puede tener una subestación en función de la configuración de la misma.

Utilización	Relación	Configuración
Instalaciones pequeñas y de poca potencia, y sobre todo cuando admite cierta frecuencia de cortes de tensión.		Interruptor y medio (1)
Obtener una mayor flexibilidad en el funcionamiento de la subestación con respecto a la de barra simple.		Embarrado en anillo (2)
Centros con elevada densidad de carga.		Doble juego de barras con *bypass* (3)
Subestaciones de AT y que requieren de una gran diversidad de maniobra.		Doble barra (4)
Instalaciones de 220 kV y 400 kV.		Barra simple con seccionamiento o barra partida (5)
		Barra simple (6)

2.3. Los alternadores de las centrales eléctricas [_____ _____].

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

2.4. En caso de avería en barras solamente quedan [_____] de la sección afectada.

2.5. Subestación [_____] destinada a alimentar una red en corriente continua (subestación de tracción eléctrica).

2.6. El seccionador abre y cierra un circuito [_____] de forma permanente y corrientes de cortocircuito durante un tiempo determinado.

2.7. Los interruptores automáticos tienen sus contactos [_____] por lo que, por si solos, no cumplen las condiciones de seguridad.

2.8. En la siguiente figura, indica el tipo de subestación que se aprecia.

2.9. En la siguiente figura, indica el tipo de subestación que se aprecia.

2.10. Elabora un pequeño croquis con una subestación conexionada a la red en antena y en doble T.

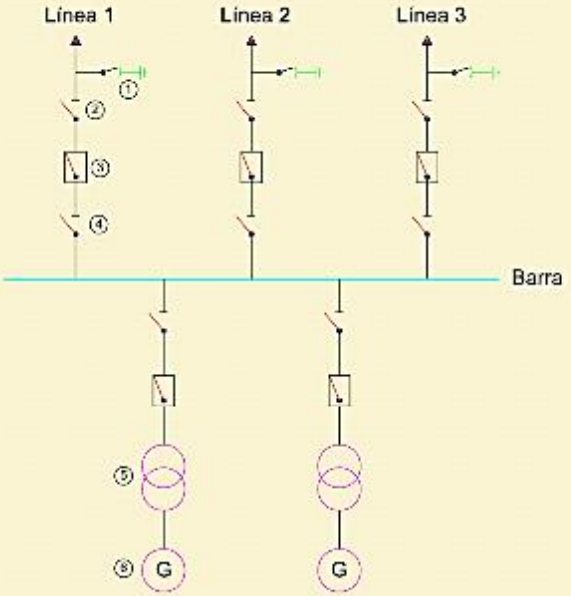
2.11. Elabora un pequeño croquis de una subestación con configuración en barra partida utilizando transformador de potencia, disyuntor, seccionador y seccionador de puesta a tierra.

2.12. En la siguiente figura, indica:

a) Qué tipo de configuración tiene la subestación.

b) Qué significan los símbolos que aparecen en el esquema con los números 1, 2, 3, 4, 5 y 6.

c) A qué es debido que los disyuntores (interruptores automáticos) lleven antes y después un seccionador.

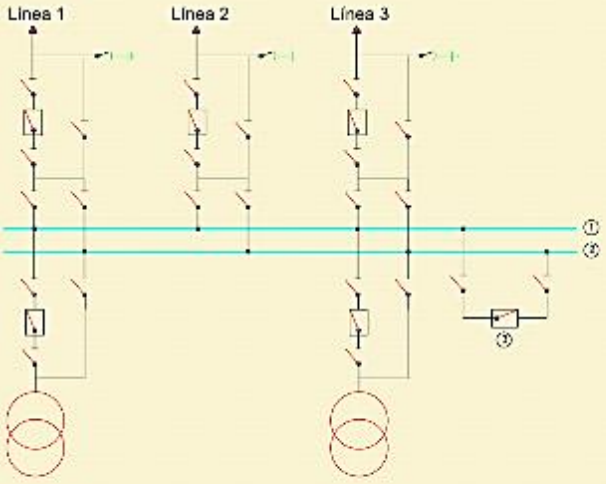


2.13. En la siguiente figura, indica:

a) Qué tipo de configuración tiene la subestación.

b) Qué significan los símbolos que aparecen en el esquema con los números 1, 2, 3.

c) Dónde se utiliza este tipo de configuración.



© Ediciones Paraninfo

CamScanner

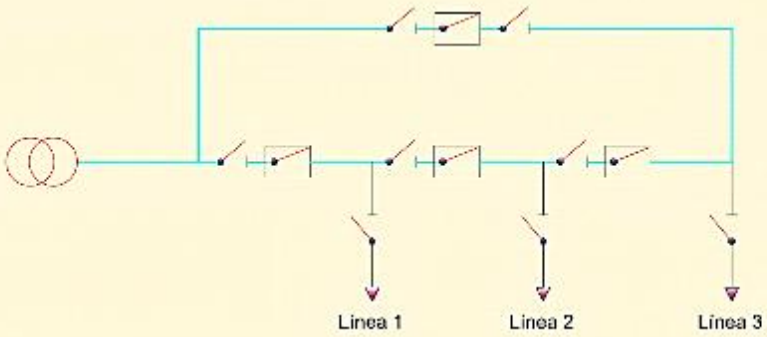
ACTIVIDADES FINALES

2.14. En la siguiente figura, indica:

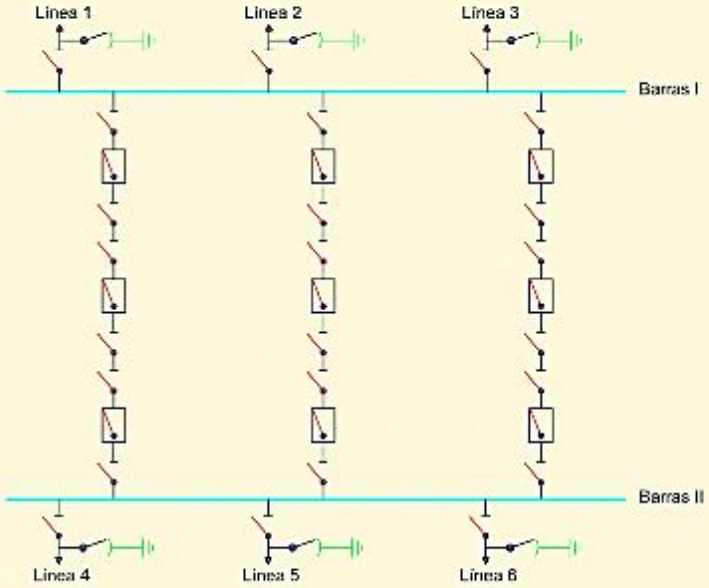
a) Qué elementos faltan para que se considere una subestación con configuración en anillo.

b) Qué se debe hacer cuando se quiere aislar un circuito por un período largo.

c) Cuántas son las máximas salidas que se aconseja que tenga esta configuración.

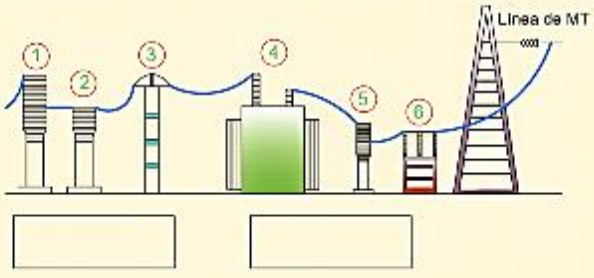


2.15. En la siguiente figura, indica qué líneas faltan para que la subestación tenga una configuración de interruptor y medio.



2.16. En la siguiente figura de una subestación, indica en los recuadros qué posiciones hay:

1. Interruptor de AT.
2. Trafo de intensidad.
3. Autoválvulas.
4. Transformador AT/MT.
5. Interruptor de MT.
6. Seccionador de MT.



© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Actividades de ampliación

2.1. Realiza, en dos grupos de alumnos, un informe sobre las 5 reglas de oro, en el que se indique algún ejemplo de las mismas. En el siguiente enlace tienes información:

http://fotosdeelectricidad.es/?page_id=807

2.2. Realiza, en dos grupos de alumnos, un informe sobre algunas de las principales subestaciones eléctricas existentes en la red eléctrica. En el siguiente enlace tienes información:

http://www.ree.es/es/publicaciones/subestaciones-de-red-electrica

2.3. En el siguiente esquema se puede apreciar una denominación genérica de posiciones de AT en subestaciones. Indica de qué tensión se trata la posición y el esquema.

¿Dónde se sitúan las barras 1 y las barras 2?

RECURSOS DIGITALES

Puedes acceder a más información en los Anexos de este libro, a los que puedes acceder a través de la ficha web de la obra en http://www.paraninfo.es mediante un sencillo registro desde la sección de «Recursos previo registro».

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Componentes de una subestación eléctrica (I). Transformadores

3

En esta Unidad y en la siguiente se analizan los distintos equipos y elementos que tiene una subestación eléctrica, comenzando por los transformadores, tanto de potencia como de medida.

Se estudian las formas típicas de estos transformadores, sus valores característicos, sus principales esquemas eléctricos, así como los equipos y sistemas de protección.

Se pretende que el alumnado distinga los distintos transformadores, tanto por su forma externa, su simbología o su ubicación en la subestación.

Contenidos

- 3.1. Elementos característicos de una subestación eléctrica
- 3.2. Obra civil
- 3.3. Transformadores de potencia
- 3.4. Transformadores de medida y protección
- 3.5. Puesta a tierra del neutro de un sistema eléctrico de potencia
- 3.6. Obtención de un neutro de puesta a tierra en transformadores
- 3.7. Otros equipos de los sistemas de potencia

Objetivos

- Conocer los distintos elementos de una subestación eléctrica.
- Identificar las distintas partes de la obra civil de una subestación eléctrica.
- Reconocer los transformadores de potencia y medida por su forma externa, símbolo y ubicación.
- Describir los distintos elementos que forman parte de un transformador de potencia y medida.
- Analizar los valores típicos de los transformadores de potencia y medida.
- Determinar por su forma externa y simbología los sistemas de puesta a tierra del neutro.

CamScanner

3.1. Elementos característicos de una subestación eléctrica

En este apartado se describen los valores característicos de los distintos equipos que componen una subestación eléctrica. En la Figura 3.1 se indican, de forma resumida, los distintos componentes.

3.2. Obra civil

La construcción de una subestación eléctrica implica una serie de obras de tipo civil, entre las que destacamos, entre otras:

- Valla exterior.
- Explanación y excavaciones.

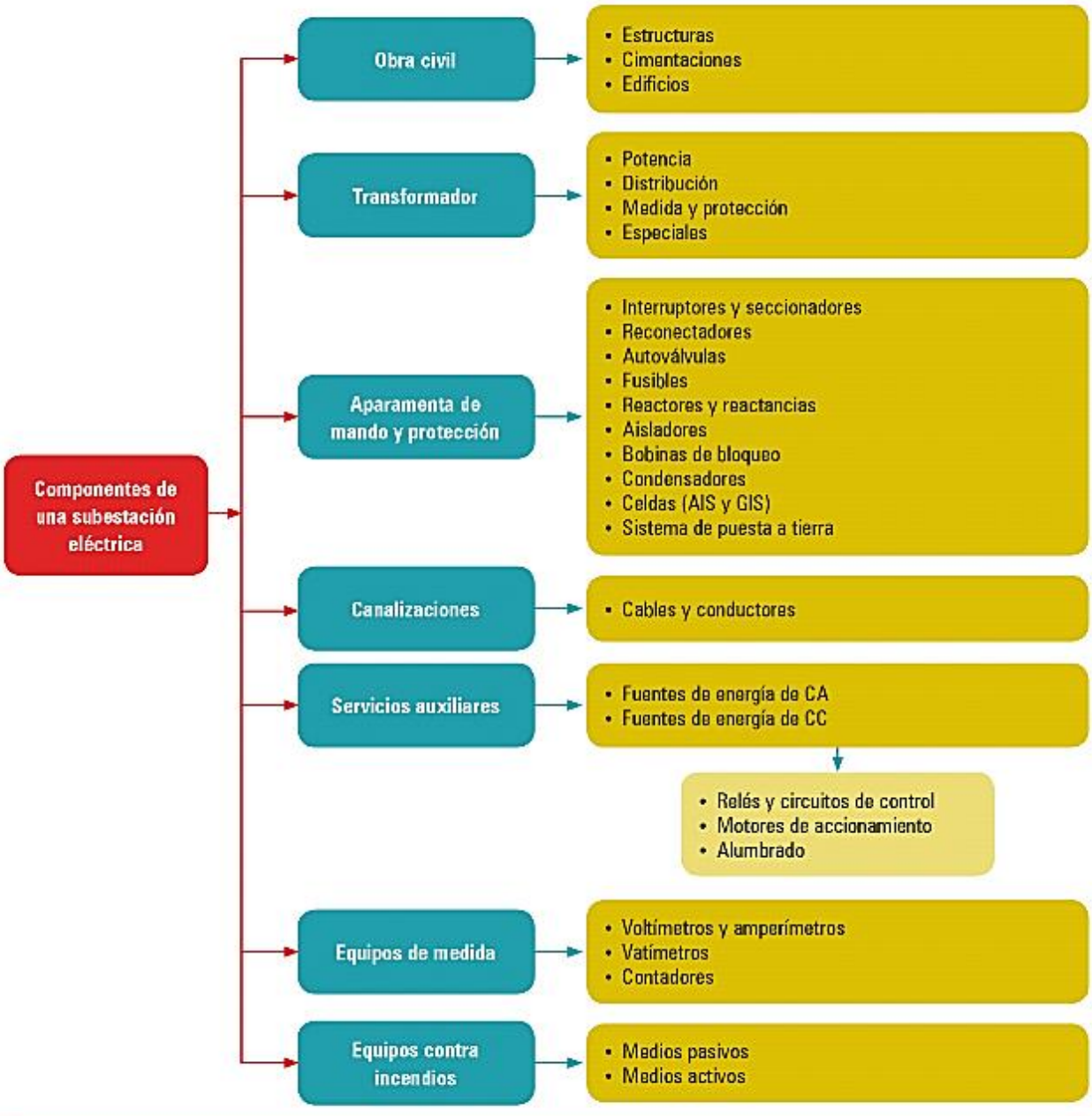


Figura 3.1. *Componentes de una subestación eléctrica.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

- Cimentaciones (abiertas o con pilotes).
- Fundaciones de equipos y pórticos.
- Canalizaciones de cables de control y potencia.
- Caminos de acceso.
- Malla de tierra circundante a la subestación.
- Drenajes y suministro de agua.
- Estructuras de edificios, caseta de protección y control, caseta de relés y caseta de residuos.
- Pozos de recogida de aceite.
- Grava superficial.
- Muro cortafuegos.

Figura 3.2. *Hormigonado.*
Fuente: Deltabat.

Figura 3.3. *Excavación subterránea.*
Fuente Deltabat.

Figura 3.4. *Muros cortafuegos de transformadores.*
Fuente: Deltabat.

Figura 3.5. *Malla de tierra.*
Fuente: Deltabat.

Figura 3.6. *Fundación de pórtico de trafos de intensidad.*

ENLACES WEB

En el siguiente enlace puedes ver un video de la construcción de una subestación eléctrica:
http://fotosdeelectricidad.es/?page_id=1881

3.3. Transformadores de potencia

En este apartado se indican las principales características de los transformadores, tanto de potencia como de distribución, que se utilizan en las subestaciones eléctricas.

Se entiende como transformador de potencia el que transforma la tensión de AT/AT o AT/MT, y como transformador de distribución el que transforma la tensión de MT/BT.

Los transformadores y autotransformadores más utilizados en subestaciones eléctricas son los de baño de aceite con depósito de expansión. Para servicios auxiliares y de reserva se utilizan también los de aislamiento sólido a base de resinas (secos).

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Figura 3.7. *Transformador de potencia. Fuente: WEG.*

En las subestaciones de central eléctrica se utiliza el llamado «banco de transformación», que consiste en un transformador trifásico formado por tres monofásicos.

Figura 3.8. *Transformador de potencia seco. Fuente: Rainhausen.*

Figura 3.9. *Banco trifásico (3 monofásicos + 1 de reserva). Fuente: ABB.*

Figura 3.10. *Autotransformador de 525 kV. Fuente: Efanec.*

Figura 3.11. *Transformador de máquina (central eléctrica) de reserva.*

Otros tipos de transformadores utilizados en las subestaciones eléctricas se indican en las siguientes figuras:

Figura 3.12. *Transformadores monofásicos.*

Figura 3.13. *Transformador con varios devanados. Fuente: Elinsa.*

Figura 3.14. *Transformador para tracción ferroviaria.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Figura 3.15. *Transformador de subestación. Fuente: Rhona.*

Figura 3.16. *Autotransformador multitensión. Fuente: JST transformateurs.*

Figura 3.17. *Transformador monofásico de banco trifásico. Fuente: JST transformateurs.*

ENLACES WEB

En el siguiente enlace puedes ver distintos tipos de transformadores:
http://fotosdeelectricidad.es/?page_id=747

Figura 3.18. *Transformador de potencia aislado en gas. Fuente: Hyosung.*

Figura 3.19. *Transformador desfasador. Fuente: Efanec.*

3.3.1. Partes características de los transformadores

En este apartado se indican las principales partes, tanto internas como externas, de los transformadores.

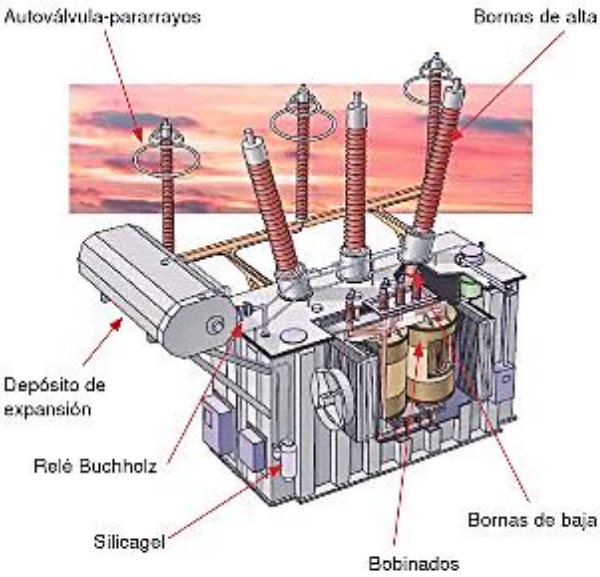


Figura 3.20. *Transformador trifásico de potencia en baño de aceite.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Figura 3.21. *Bobinados de un transformador de distribución. Fuente: Trafocz.*

El depósito de expansión constará de dos compartimentos independientes y no comunicados, uno para contener el aceite del transformador y otro para contener el aceite del cambiador de tomas en carga. Se montará con una inclinación de 2º sobre la horizontal, para favorecer el descenso del agua hacia las válvulas de vaciado de ambos compartimentos de aceite.

Figura 3.22. *Armario de control de un transformador. Fuente: Ingelmec.*

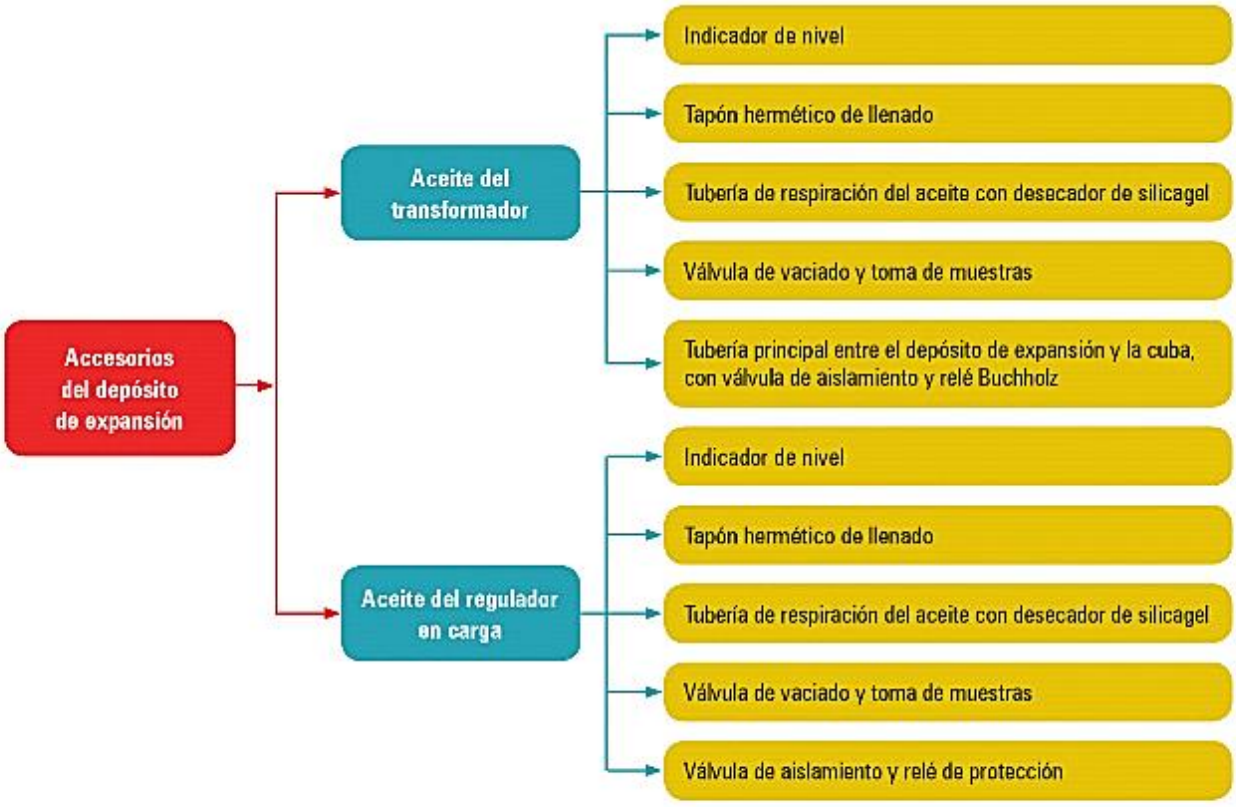


Figura 3.23. *Accesorios del depósito de expansión.*

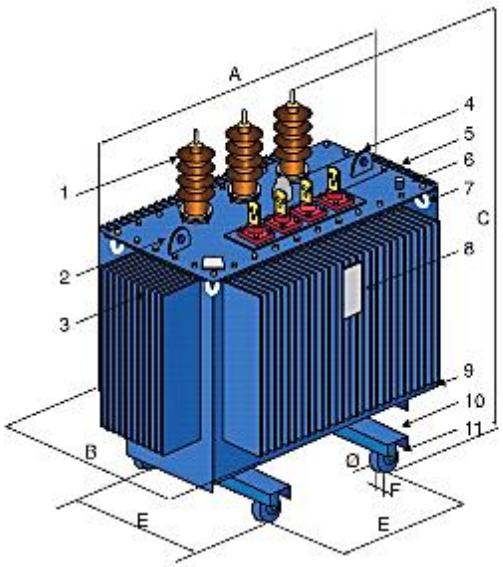
© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Figura 3.24. *Indicador de nivel de aceite en el depósito de expansión. Fuente: Incovesa.*

La chimenea de expansión está provista de un diafragma de seguridad. Sirve como dispositivo de alivio en caso de una sobrepresión fuerte en el transformador.

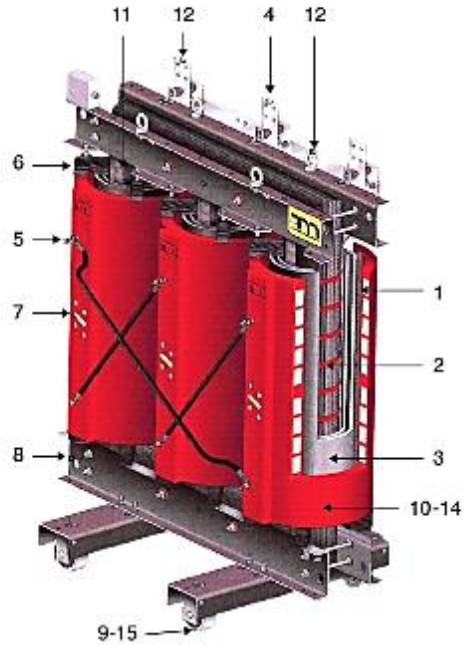
Figura 3.25. *Transformador con tubo o chimenea de expansión.*



1. Bornas de AT.
2. Cáncamos de elevación.
3. Dispositivo de llenado.
4. Regulador de tensión en vacío.
5. Bornas de BT.
6. Alojamiento del termómetro.
7. Cáncamos de arrastre.
8. Placa de características.
9. Toma de tierra.
10. Base del transformador.

El transformador por ser una máquina estática tiene muy buen rendimiento.

Figura 3.26. *Partes de un transformador. Cortesía de IMEFY.*



1. Devanados de MT.
2. Núcleo con tres columnas de chapa magnética.
3. Devanados de BT.
4. Terminales de conexión de BT.
5. Terminales de conexión de MT.
6. Fijación de la bobina con *silentblocks* (antivibraciones).
7. Tomas en el lado de MT para adaptar la tensión del primario a la de la red.
8. Estructura, armaduras y chasis.
9. Chasis.
10. Transformador de reducido mantenimiento gracias al aislante de resina de epoxi.
11. Sensor PT100 o PTC para controlar la temperatura de funcionamiento.
12. Cáncamos de elevación.
13. Preequipamiento opcional para unir la conexión de BT al sistema de canalización eléctrica prefabricada.
14. Material aislante de clase F.
15. Ruedas bidireccionales.

Figura 3.27. *Transformador de tipo seco. Cortesía de Legrand.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Figura 3.28. *Bobinado de un transformador de tipo seco.*

Figura 3.29. *Transformador de tipo seco con ventilación forzada.*

Figura 3.30. *Cuba de un transformador. Fuente: Transformadores Molina.*

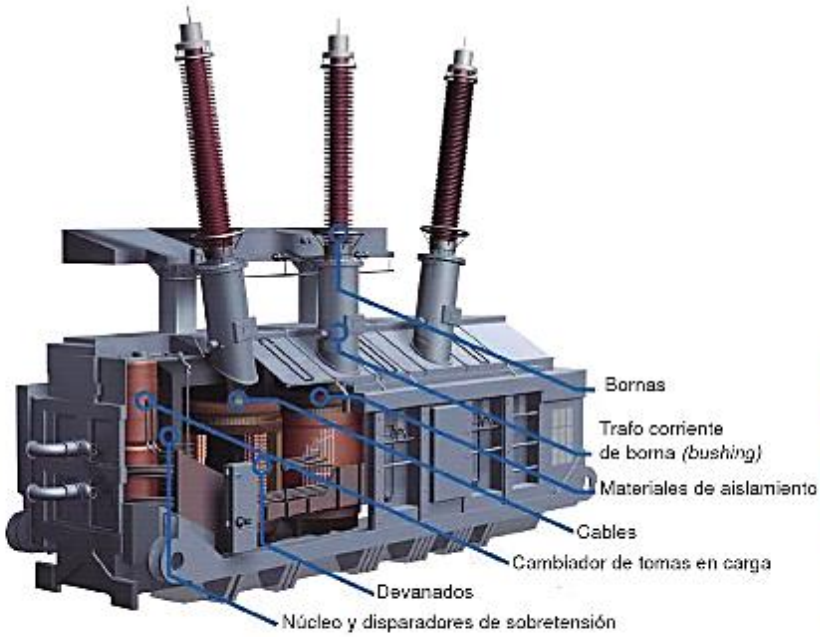


Figura 3.31. *Transformador con TC de borna. Fuente: Omicron.*

Figura 3.32. *Bobinados de un transformador de potencia. Fuente: Transformadores Molina.*

3.3.2. Cambiador de tensión

Las variaciones de tensión que se presentan en las líneas se controlan mediante dispositivos de cambio de tomas, que se instalan en los transformadores y que permiten elevar o disminuir la tensión de salida del transformador, actuando sobre las espiras del bobinado.

La regulación de tensión puede realizarse en el bobinado de alta tensión, en el de baja tensión o en ambos, y físicamente el bobinado es el más externo por razones constructivas. En cualquiera de estos casos se puede llevar a efecto mediante un conmutador en vacío, accionable sin carga ni tensión, o bien mediante un conmutador en carga con mando manual o automático.

En los autotransformadores, las tomas se disponen a veces en el neutro.

El cambiador de tomas suele llevar un relé de protección para la desconexión del transformador, en el caso de que exista circulación del flujo de aceite desde la cabecera del regulador hacia el conservador de aceite.

Conmutador de tensión en vacío (sin tensión)

Puede actuar sobre cualquiera de los bobinados, aunque lo más usual es que lo haga sobre el bobinado de alta tensión. La maniobra se realiza con el transformador desconectado de la red.

El mando está situado sobre la tapa y actúa directamente sobre el mecanismo cambiador por medio de piñón y cremallera. Bajo pedido puede situarse el mando en un lateral de la cuba.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Existen varios tipos de conmutadores de tensión, de los cuales indicamos algunos ejemplos:

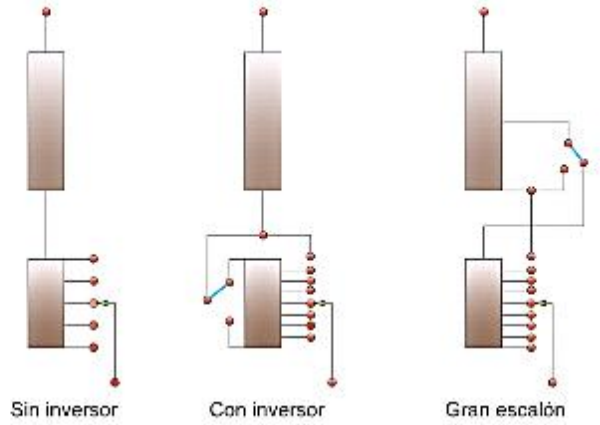


Figura 3.33. *Tipos de conmutadores de tensión.*

Con el conmutador con inversor se obtiene una variación de ± la tensión nominal del transformador. Esto es debido a que según la posición del conmutador se varía el número de espiras desde arriba hacia abajo o al revés, con lo que se consigue sumar o restar magnetismo.

Ejemplo: un transformador con regulación de tensión 20.000 ± 5 % / 420 V, indica que en el primario se puede conmutar a las siguientes tensiones: 19.000/20.000/21.000 V, obteniéndose en todos los casos una tensión en vacío del secundario de 420 V.

RECUERDA

Al variar la intensidad que circula por las líneas eléctricas varía la caída de tensión en las mismas. Por tanto, una misma línea eléctrica no tiene por qué tener la misma tensión en todos sus puntos.

Por tanto, este transformador puede utilizarse en cualquier lugar de la red donde la tensión esté comprendida entre su banda de regulación.

Figura 3.34. *Cambiador de tomas de un transformador sin tensión. Fuente: Reinhausen.*

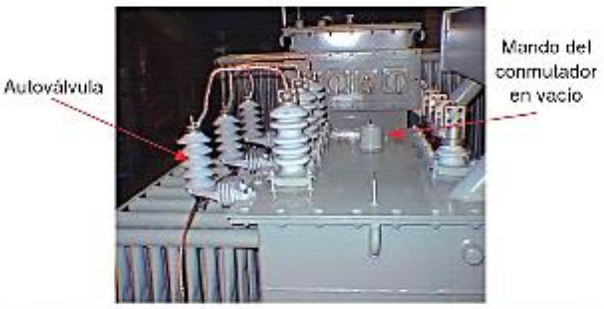


Figura 3.35. *Mando del conmutador de tensión en vacío.*

Figura 3.36. *Transformador de distribución con regulación de tensión en baja tensión en carga. Fuente: Siemens.*

Conmutador de tensión en carga

A través de un cambiador de tomas (Sistema Jansem), que permite la maniobra con el transformador en servicio.

El accionamiento del cambiador de tomas en carga se ejecuta por sistema manual o automático (motorizado). El tiempo de cambio de toma es de corta duración.

El sistema automático consiste en un armario con un servomotor que actúa en ambos sentidos, realizando el cambio de posición para aumentar o disminuir las tensiones.

Figura 3.37. *Boca de hombre para la inspección del selector en cambiadores de tomas internas.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Figura 3.38. *Cambiador de tensión en carga.*

Los armarios de maniobra disponen asimismo de un sistema de accionamiento manual para casos de emergencia por fallo de la tensión de alimentación al motor.

La orden de cambio de posición del regulador puede ser de tipo manual, por medio de pulsadores, o bien automática, por medio de un regulador de tensión.

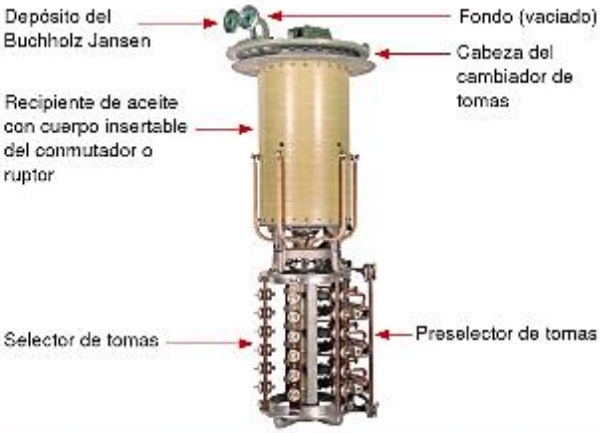


Figura 3.39. *Cambiador de tomas en carga de un transformador.*

Figura 3.40. *Montaje de un cambiador de tomas en carga.*

Figura 3.41. *Cambiador de tomas en carga. Fuente: Incoesa.*

Figura 3.42. *Armario de accionamiento del cambiador de tomas en carga.*

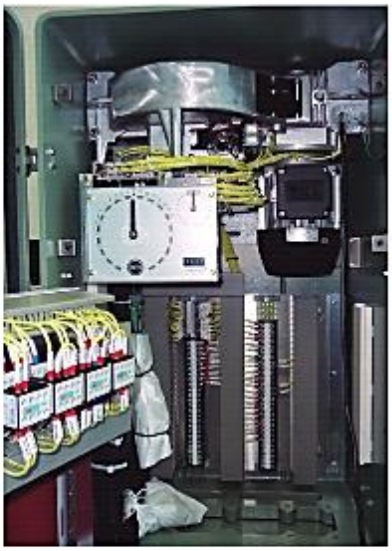


Figura 3.43. *Interior del armario de accionamiento de tomas. Fuente: Reinhausen.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

El armario de accionamiento del cambiador de tomas en tensión dispone de:

- Motor eléctrico.
- Indicador de posiciones.
- Relés de enclavamiento.
- Contador de maniobras.
- Pulsadores de mando.
- Resistencias de caldeo y termostato.
- Regleta de salida de cables.

Figura 3.44. *Cambiador de tomas para transformador desfasador. Fuente: Reinhausen.*

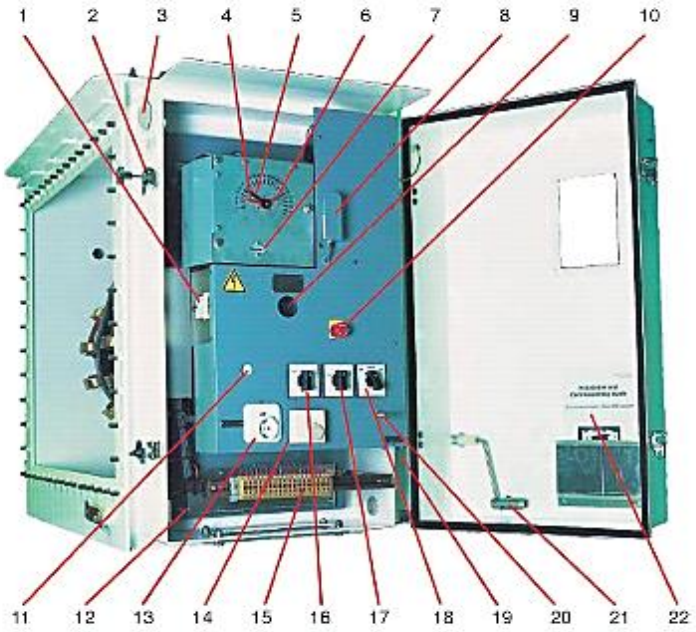
Cambiador de tomas con tecnología de vacío

Este tipo de conmutador de tomas en carga se utiliza para la extinción del arco de interruptores de vacío.

Las características de este tipo de conmutador con respecto al de tipo con aceite son las siguientes:

Menor frecuencia de mantenimiento, menor tiempo de parada en mantenimiento, mayor limpieza en el mantenimiento, no son necesarios filtros de aceite en aplicaciones de alta exigencia, menor sensibilidad a la contaminación con aceite, mayor capacidad de extinción de arco y mayor coste inicial.

Figura 3.46. *Conmutador de tomas en carga con tecnología de vacío. Fuente: Reinhausen.*



1. Disyuntor de protección del motor.
2. Dispositivo de cierre preparado para candado.
3. Respiradero.
4. Topo móvil para posición mín.
5. Indicador de posición.
6. Tope móvil para posición máx.
7. Contactor.
8. Lámpara.
9. Eje para manivela.
10. Parada de emergencia.
11. Indicador de cambio de tomas en curso (rojo = en curso, blanco = en posición).
12. Calentador.
13. Toma con protección de fallo a tierra.
14. Termostato para calentador.
15. Placa de bornes.
16. Conmutador de subida/bajada.
17. Selector de control local/remoto (posición remota para funcionamiento automático).
18. Interruptor para calentador.
19. Número de serie.
20. Interruptor de la lámpara.
21. Manivela.
22. Descripciones y esquema de circuitos.

Figura 3.45. *Armario del mecanismo de accionamiento motorizado de un conmutador de tomas en carga. Fuente: ABB.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

3.3.3. Bornas

También llamadas bujes o *bushing*. Permiten la conexión de los devanados internos del transformador a los conductores externos. Pueden ser:

- Aceite-aceite.
- Aceite-aire.
- Aceite-SF6.

Figura 3.47. *Bornas de AT de tipo enchufable. Fuente: Pfisterer.*

Figura 3.48. *Conectores para transformador.*

Figura 3.49. *Borna aceite-aire. Fuente: Driko.*

Figura 3.50. *Borna de BT de transformador. Fuente: Cedaspe.*

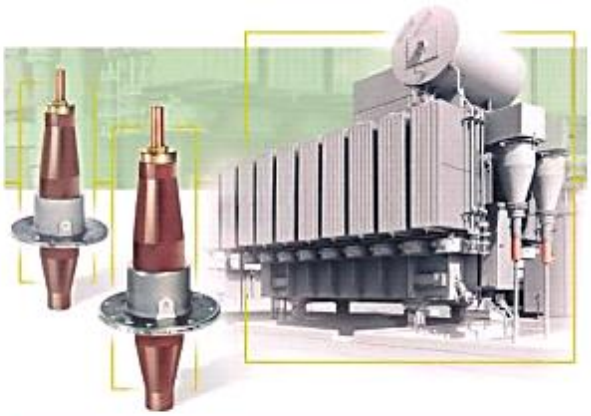
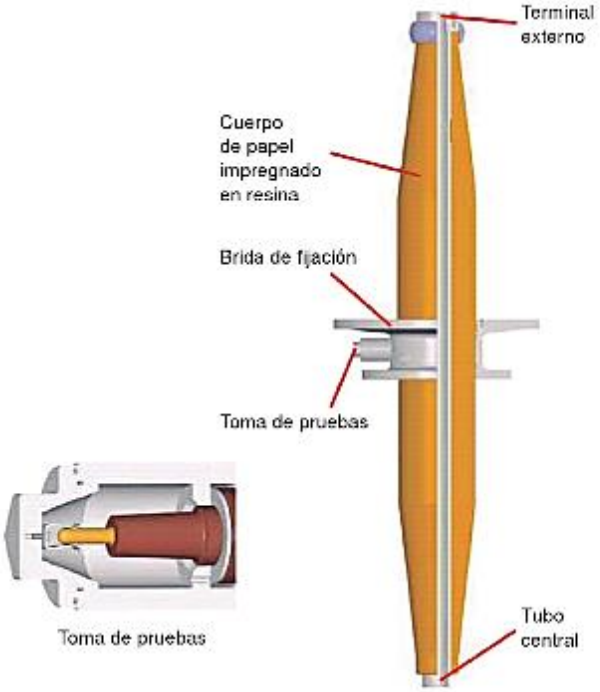


Figura 3.51. *Borna aceite-aceite. Fuente: Driko.*

Figura 3.52. *Borna SF6-aire. Fuente: Driko.*

Este aislador es de papel impregnado en resina. Utilizan como conductor de corriente el tubo central, que va modelado en el cuerpo capacitivo de papel impregnado en resina.



La brida del aislador incluye un orificio. Después de apretar los tornillos que sujetan el aislador a la cuba del transformador, es necesario conectar a tierra la brida del aislador para evitar descargas eléctricas entre esta y la cuba del transformador durante el funcionamiento.

Figura 3.53. *Aislador para transformador, conexión aceite-SF6. Fuente: ABB.*

SABÍAS QUE

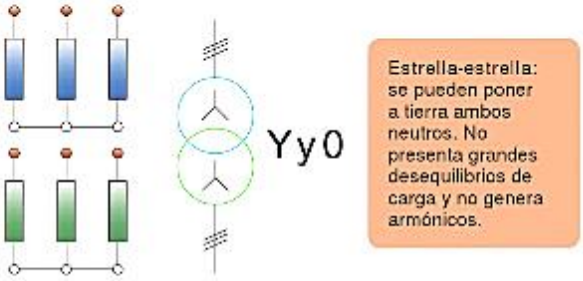
La forma constructiva da origen a una capacitancia entre el conductor central y tierra. Una vez energizado esta capacitancia permite el paso de una corriente de fuga hacia tierra.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

3.3.4. Tipos de conexiones de transformadores

En este apartado se analizan, de forma resumida, las principales conexiones de los transformadores trifásicos. Se supone que el alumno ya sabe interpretar las distintas conexiones de este tipo de transformador.

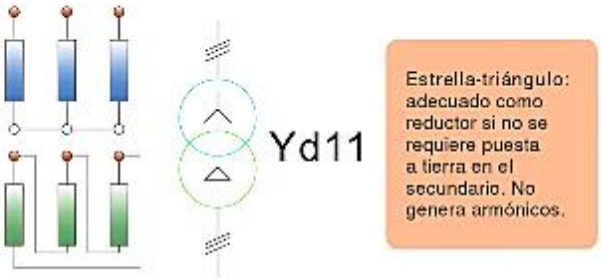


Estrella-estrella: se pueden poner a tierra ambos neutros. No presenta grandes desequilibrios de carga y no genera armónicos.

Figura 3.54. *Conexión estrella-estrella.*

RECUERDA

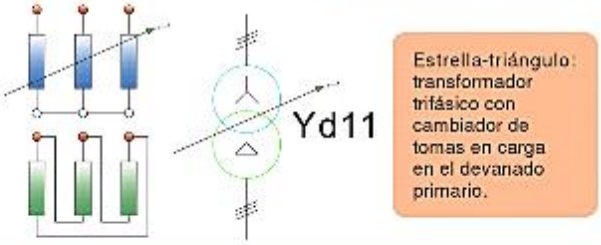
Los transformadores trifásicos desfasan las tensiones primarias de las secundarias un ángulo que depende del tipo de conexión de los mismos. Este ángulo se conoce como índice horario.



Estrella-triángulo: adecuado como reductor si no se requiere puesta a tierra en el secundario. No genera armónicos.

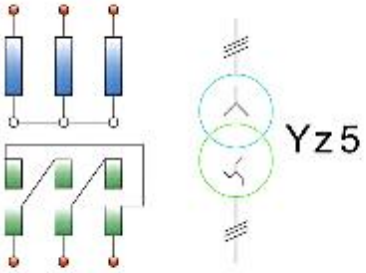
Figura 3.55. *Conexión estrella-triángulo.*

¿Sabes qué indica Yd11?



Estrella-triángulo: transformador trifásico con cambiador de tomas en carga en el devanado primario.

Figura 3.56. *Conexión estrella-triángulo con cambiador de tomas en carga.*



Estrella-zigzag: se utiliza en transformadores de distribución de reducida potencia. Se puede conectar a tensiones relativamente elevadas y se comporta bien ante todos los desequilibrios de las cargas.

Figura 3.57. *Conexión estrella-zigzag.*

¿Recuerdas cómo se hace la conexión zigzag?

Si está accesible un punto neutro de una conexión en estrella o zigzag, la indicación será: YN (yn) o ZN (zn), respectivamente.

Banco trifásico de tres transformadores monofásicos, conexión estrella-triángulo. Utilizado como transformador de máquina de central eléctrica.

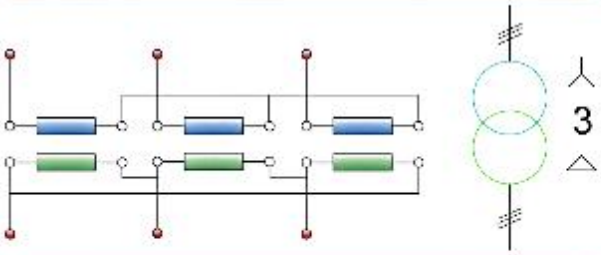


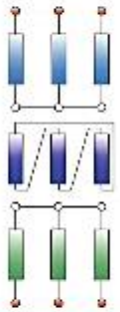
Figura 3.58. *Banco trifásico.*

¿Cuál es la principal ventaja de un banco trifásico de transformadores?

Figura 3.59. *Transformador monofásico (fase S) de un banco trifásico de central eléctrica.*

© Ediciones Paraninfo

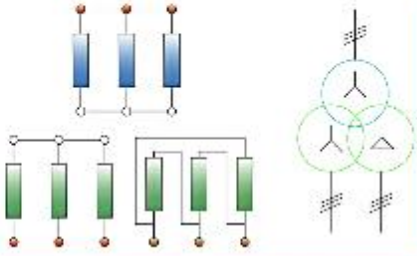
CamScanner



Estrella-estrella con devanado terciario: se utiliza en redes de transporte donde es preciso poner a tierra ambos devanados y es necesario el terciario cuando las cargas son desequilibradas. El bobinado terciario se conecta en triángulo y se cierra en cortocircuito.

Figura 3.60. *Conexión estrella-estrella con devanado terciario.*

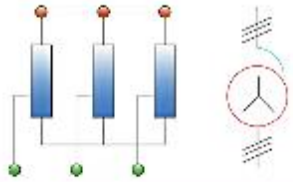
La existencia de un arrollamiento de estabilización (un arrollamiento con conexión en triángulo que no está destinado a ser conectado a una carga trifásica externa) se indica con el símbolo «+d».



Estrella-estrella-triángulo: transformador trifásico de tres devanados separados. Dispone de dos tensiones de salida.

Figura 3.61. *Conexión estrella-estrella-triángulo.*

La designación de este tipo de conexión sería, por ejemplo: YNyn0d5.



Autotransformador trifásico: conexión estrella.

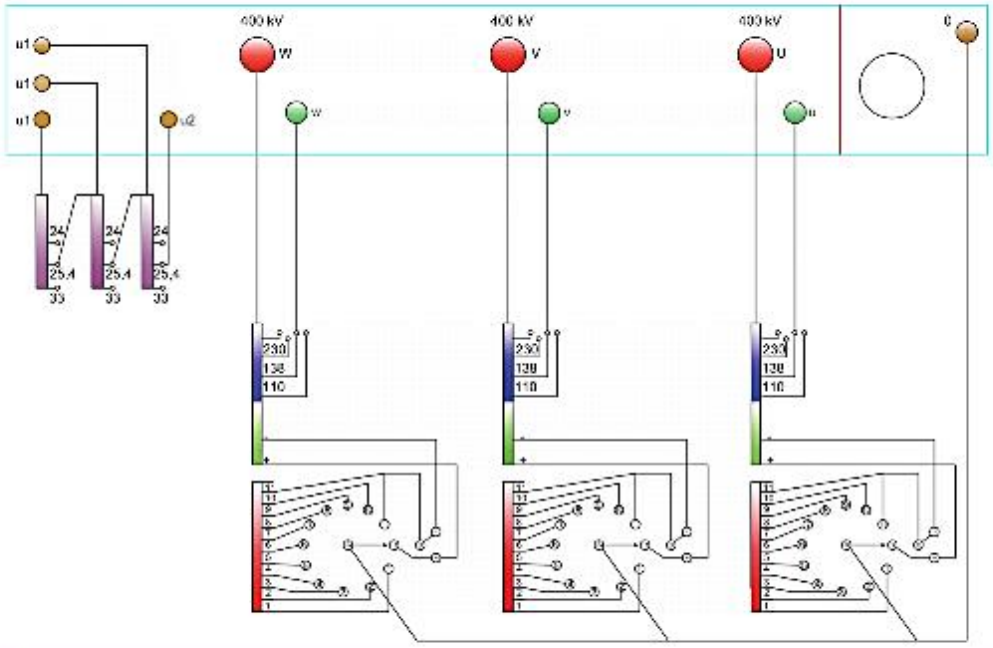
Figura 3.62. *Autotransformador trifásico.*

La designación para autotransformadores es «auto» o «a», por ejemplo: YNautod11.

¿Cuándo es rentable utilizar un autotransformador?

SABÍAS QUE

Según el RAT (2014) la conexión de los autotransformadores que no cumplan la función de regulador será estrella, recomendándose la puesta a tierra directa del neutro, y de no ser esto posible o conveniente, la conexión a tierra se realizará a través de un descargador apropiado.



Politrafo: autotransformador de potencia acorazado, trifásico con multitensión en la baja y terciario (400/230-138-110 kV. terciario a 33 kV, 25,4 kV y 24 kV). 50 Hz, conexión Ynad11, refrigeración OFAF y con conmutador de tomas en carga en el neutro.

Figura 3.63. *Conexiones de un politrafo.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

3.3.5. Valores característicos de los transformadores de potencia

En este apartado se indican las principales características de los transformadores de potencia, como pueden ser el tipo de refrigeración, las especificaciones para tomas de regulación y en defectos propios, entre otros.

Tipos de refrigeración

Los principales tipos de refrigeración de transformadores de potencia se indican en la Tabla 3.1.

- **Ejemplos de especificaciones de transformadores de potencia con tomas de regulación**

  En este apartado se expone una serie de ejemplos de la interpretación, en distintos casos, de las tomas de regulación de un transformador de potencia.

Figura 3.64. *Transformadores con regulación de tensión en carga.*

Tabla 3.1. Tipos de refrigeración de transformadores de potencia

Designación	Características
ONAN	Circulación natural de aceite y aire mediante radiadores.
ONAN/ONAF	A los radiadores se les añade ventiladores, lo que permite aumentar la potencia del transformador. De esta forma podemos considerar dos potencias, una en ONAN y otra en ONAF. La potencia en ONAN en función del diseño de cada transformador es aproximadamente un 75 % de la potencia en ONAF. Los ventiladores se conectan y desconectan dependiendo de la carga mediante la actuación de contactos del termómetro, termostato o la imagen térmica.
OFAF	Circulación forzada de aceite y aire, por medio de aerorrefrigerantes o radiadores con motobombas que fuerzan la circulación del aceite, mejorando el intercambio de calor. Habitualmente llevan varios grupos (bomba más ventiladores). Uno de los grupos entra siempre en automático al cerrar el interruptor de alta tensión del transformador si incorpora aerorrefrigerantes. El resto entra por temperatura. En el caso de refrigeración por aerorrefrigerantes con motobombas y motoventiladores, se instala un relé temporizado que actúa ante la falta de tensión de alimentación de CA del equipo que envía señal de disparo al transformador.
ODAF	Circulación forzada y dirigida de aceite, y forzada de aire para aumentar la eficiencia de la refrigeración. Está incluido en el método OFAF.

Ejemplo 3.1
Regulación de tensión a flujo constante

Transformador trifásico con un régimen asignado de 66 kV/20 kV, 40 MVA, con tomas sobre el arrollamiento (devanado) de 66 kV, de extensión ± 10 %, con 11 posiciones de regulación. Notación abreviada:

(66 ± 5 × 2 %) / 20 kV.

Categoría de regulación: R.F.C.

Potencia asignada: 40 MVA.

Tensiones asignadas: 66 kV/20 kV.

Arrollamiento con tomas: 66 kV (extensión de tomas ± 10 %).

Número de posiciones de regulación: 11.

Si este transformador va a tener tomas de potencia reducida, digamos a partir de la toma – 6 %, añadir: toma de corriente máxima = toma – 6 %.

La corriente de toma del arrollamiento de AT se limita entonces a 372 A, a partir de la toma – 6 % hasta la toma – 10 %, en la que la potencia de toma está reducida a 38,3 MVA.

¿Sabrías calcular el valor de 372 A y 38,3 MVA?

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Ejemplo 3.2
Regulación de la tensión a flujo variable

Transformador trifásico con un régimen asignado de 66 kV/6 kV, 20 MVA, con tomas sobre el arrollamiento (devanado) de AT, de extensión + 15 %, – 5 %, teniendo una tensión de toma constante para el arrollamiento de AT y variable para el arrollamiento de BT, entre:

$$\frac{6}{0{,}95} = 6{,}32 \text{ kV y } \frac{6}{1{,}15} = 5{,}22 \text{ kV}$$

Categoría de regulación: R.F.V.

Potencia asignada: 20 MVA.

Tensiones asignadas: 66 kV/6 kV.

Arrollamiento con tomas: 66 kV (extensión de tomas + 15 %, – 5 %).

Número de posiciones de regulación: 13.

Tensión de toma del arrollamiento de 6 kV: 6,32 kV, 6 kV, 5,22 kV.

Si este transformador va a tener tomas de potencia reducida, añadir: toma de corriente máxima = toma + 5 %.

La corriente de toma del arrollamiento sin tomas (BT) se limita entonces a 2.020 A a partir de la toma + 5 % hasta la toma extrema + 15 %, en la que la potencia de toma está reducida a 18,3 MVA.

En la siguiente tabla puedes rellenar los valores que faltan en las celdas vacías:

Toma	Relación de transformación	U_{AT} (kV)	U_{BT} (kV)	I_{AT} (A)	I_{BT} (A)	Toma de potencia MVA
15 %					2.020	18,3

Figura 3.65. *Transformador con regulación de tensión. Fuente: Blutrafos.*

Ejemplo 3.3
Regulación de la tensión combinada

Transformador trifásico con un régimen asignado de 160 kV/20 kV, 40 MVA, con tomas sobre el arrollamiento de 160 kV, de extensión ± 15 %. El punto de discontinuidad (toma de tensión máxima) es la toma + 6 %, y también hay una toma de corriente máxima en la extensión de R.F.V. en la toma – 9 %.

Tensión asignada: 160 kV (extensión de tomas ± 10 × 1,5 %).

¿Sabes lo que indican en un transformador con tomas de regulación de tensión las siguientes expresiones?

$(160 \pm 10 \times 1{,}5\ \%) / 66$ kV

$\left[160 \begin{smallmatrix} +12 \times 1{,}5\ \% \\ -8 \times 1{,}5\ \% \end{smallmatrix}\right] / 66$ kV

Toma	Relación de transformación	U_{AT} (kV)	U_{BT} (kV)	I_{AT} (A)	I_{BT} (A)	Toma de potencia MVA
1 (+ 15 %)	9,2	169,6	18,43 (1)	125,6	1.155	36,86
7 (+ 6 %)	8,48	169,6	20	136,2	1.155	40
11 (0 %)	8	160	20	114,4	1.155	40
17 (– 9 %)	7,28	145,6 (2)	20	158,7	1.155	40
21 (– 15 %)	6,8	136	20	158,7 (3)	1.080	37,4 (4)

(1) Para la toma + 15 % le correspondería una tensión en AT de 184 kV y 20 kV en BT, pero como la tensión máxima es de 169,6 kV, le corresponde en BT una tensión de 18,43 kV.

(2) 145,6 = 160 – 0,09 % de 160.

(3) Como la máxima corriente en BT es 1.155 A, implica una corriente máxima en AT de 158,7 A.

(4) $37{,}4 = \sqrt{3} \cdot 1.080 \cdot 20$.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Placa de características de un transformador

Cada transformador de potencia llevará una placa de características de material resistente a la intemperie, fijada en lugar visible y que recoja las indicaciones que se indican a continuación. Las inscripciones sobre la placa estarán marcadas de forma indeleble.

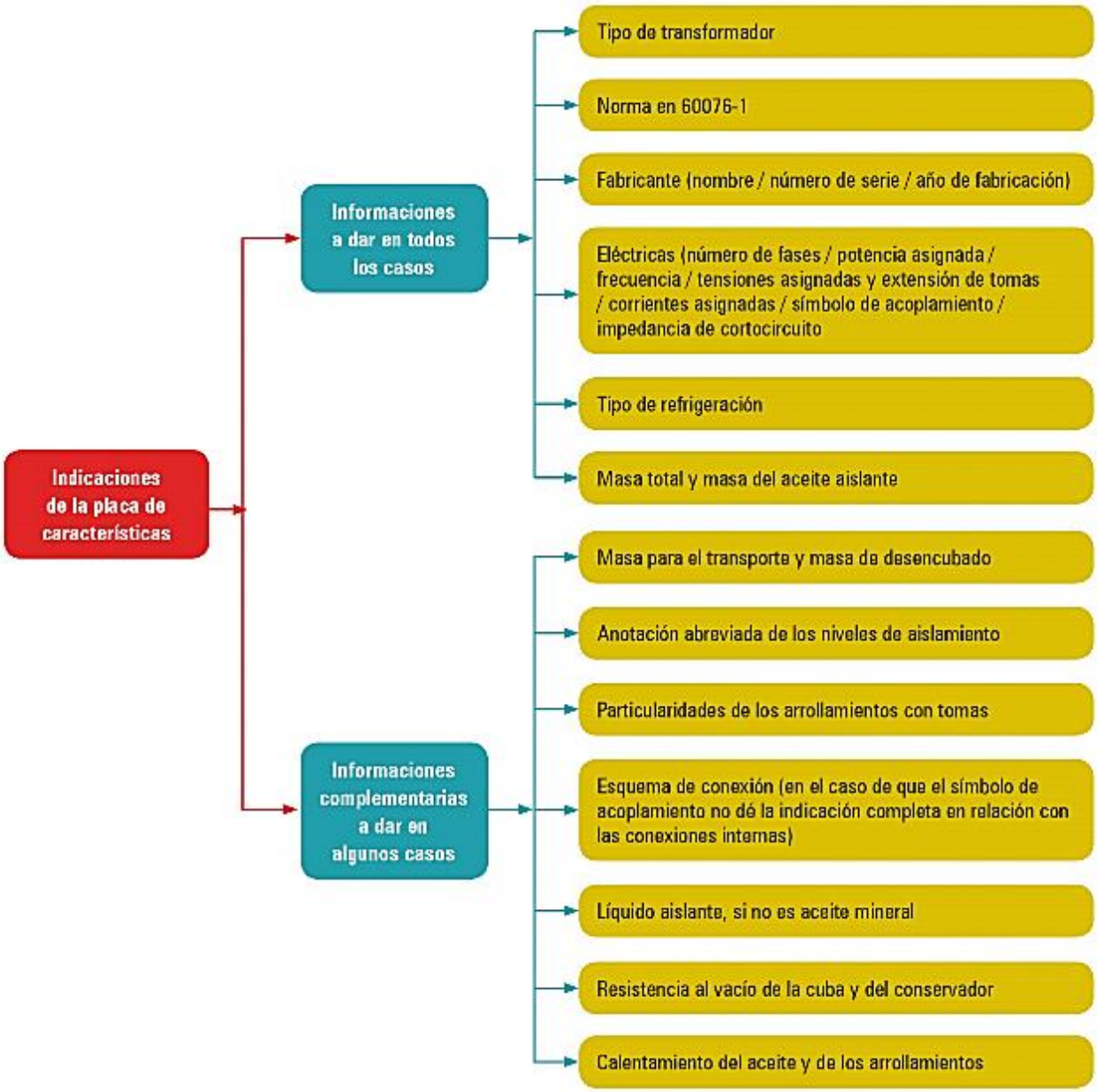


Figura 3.66. *Indicaciones que deben figurar en la placa de características de un transformador de potencia.*

RECUERDA

Consideramos un transformador de potencia el que relaciona AT con AT o MT, y un transformador de distribución el que relaciona MT con BT.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

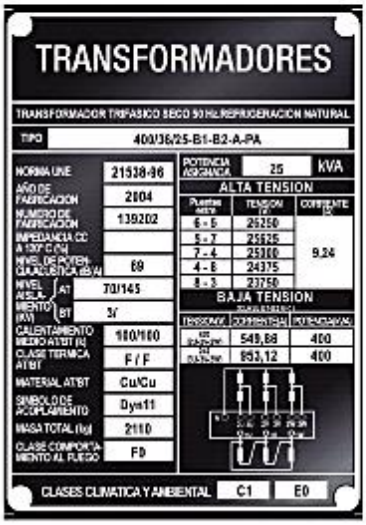


Figura 3.67. *Placa de características de un transformador de tipo seco.*

En la Figura 3.68 se puede apreciar una placa de características de un transformador bitensión en baja tensión.

Transformador destinado a alimentar, simultáneamente, dos redes de BT de tensión distinta (420 V y 242 V), con neutro común a ambas (7 bornas de BT).

El reparto de potencia viene dado por la siguiente fórmula:

$$\frac{P_1}{K} + P_2 = P_r$$

P_1 = Potencia suministrada por la salida de tensión a 242 V.
P_2 = Potencia suministrada por la salida de tensión a 420 V.
P_r = Potencia del transformador.
K = Factor de reducción de la potencia en la toma a 242 V.

Figura 3.68. *Placa de características de un transformador de distribución bitensión en BT.*

Transformador multitensión en alta tensión (AT) para ser conectado, no simultáneamente, a dos o más redes de alta tensión.

Figura 3.69. *Transformador multitensión en AT. Fuente: Transformadores Jara.*

RECURSOS DIGITALES

Puedes ver valores característicos de transformadores de potencia y distribución en los Anexos de este libro, a los que puedes acceder a través de la ficha web de la obra en http://www.paraninfo.es, mediante un sencillo registro desde la sección de «Recursos previo registro».

Los transformadores destinados a ser conectados directamente al generador, de tal manera que pueda sufrir las consecuencias de un disparo de la carga, deberán ser capaces de soportar la aplicación de una tensión 1,4 veces la tensión asignada, durante 5 s, en los bornes del transformador a los que el generador está conectado.

Sistemas de conservación del aceite en transformadores de potencia

Los principales tipos de sistemas de conservación del aceite en transformadores de potencia sumergidos en aceite son:

- Sistema abierto al aire: existe libre comunicación entre el aire ambiente y un espacio de expansión lleno de aire encima de la superficie del aceite, en la cuba o en un depósito de expansión separado (conservador). Se suele acoplar en la conexión con la atmósfera un filtro para eliminar la humedad.
- Sistema de conservación del aceite de tipo membrana: existe un volumen de aire para expansión, a presión atmosférica, encima del aceite pero separado del mismo por una membrana o separador flexible.

  Esta membrana es usada para evitar la contaminación del aceite del transformador con humedad y/o polución del aire.

  La membrana puede estar prevista de un sensor óptico, el cual se ubica en su interior con el fin de detectar la ruptura de la membrana y el paso de aceite a esta.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

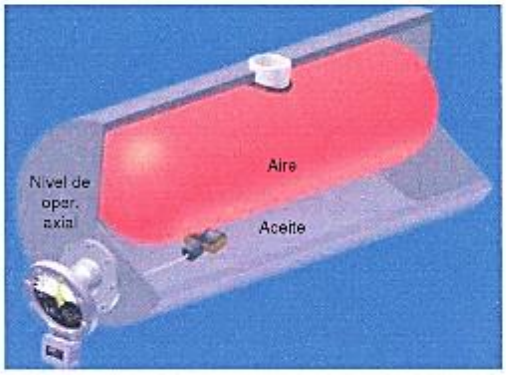


Figura 3.70. *Instalación de membrana o separador flexible. Fuente: Magnetron.*

- Sistema de gas inerte a presión: el espacio de expansión encima del aceite se llena de gas inerte y seco a una ligera sobrepresión, conectado a una fuente con regulación de presión o a un diafragma elástico.
- Sistema de cuba hermética con colchón de gas: un volumen de gas encima de la superficie del aceite, dentro de una cuba rígida, absorbe la dilatación del aceite bajo presión variable.
- Sistema hermético totalmente lleno: la dilatación del aceite es absorbida por los movimientos elásticos de la cuba, permanentemente hermética y normalmente ondulada.

Figura 3.71. *Transformador de potencia hermético.*

3.3.6. Incidencias en los transformadores de potencia

Las causas más importantes de las incidencias en los transformadores de potencia se indican en la Figura 3.72.

Figura 3.72. *Incidencias en los transformadores de potencia.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

3.3.7. Protecciones de los transformadores de potencia

A la hora de establecer las protecciones de los transformadores o autotransformadores, debemos tener en cuenta lo indicado en el RAT 2014, respecto a los criterios de protección de transformadores de AT/BT o AT/AT.

RECURSOS DIGITALES

Puedes ver estos criterios en los Anexos de este libro, a los que puedes acceder a través de la ficha web de la obra en http://www.paraninfo.es mediante un sencillo registro desde la sección de «Recursos previo registro».

La protección de los transformadores de potencia depende del tamaño, la tensión y la importancia que pueda tener en el sistema.

En la Figura 3.73 se analizan las principales protecciones de los transformadores de potencia.

RECURSOS DIGITALES

Puedes acceder a una lista de los códigos ANSI (que son los números que figuran con cada tipo de protección) en los Anexos de este libro, a los que puedes acceder a través de la ficha web de la obra en http://www.paraninfo.es mediante un sencillo registro desde la sección de «Recursos previo registro».

Relé eléctrico

Se define como un aparato diseñado para producir cambios repentinos predeterminados en uno o más circuitos eléctricos de salida, cuando confluyen ciertas condiciones en los circuitos eléctricos de entrada que controlan el aparato.

El esquema básico de funcionamiento de relé se indica en la Figura 3.74.

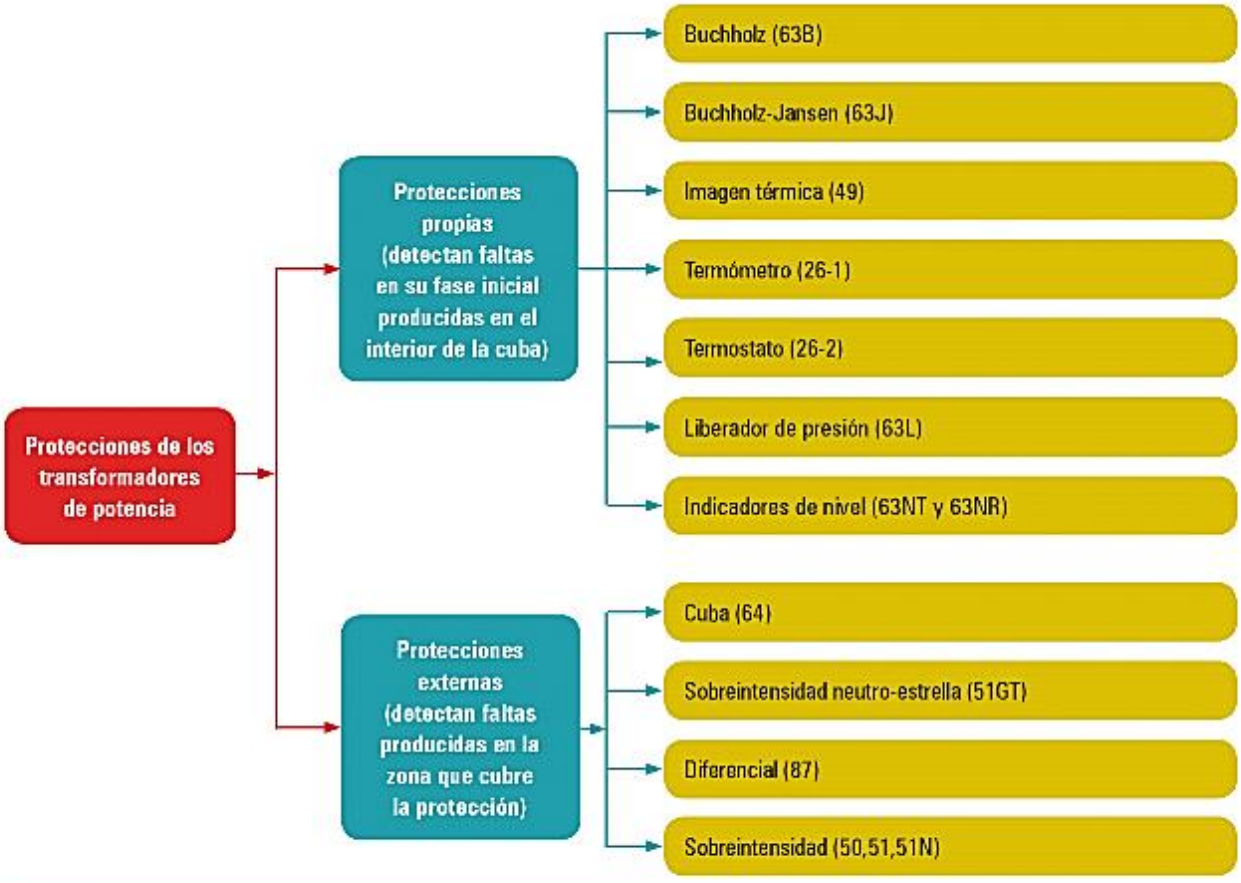


Figura 3.73. *Protecciones de los transformadores de potencia.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

El captador mide el valor, por ejemplo, de la intensidad que pasa por la línea. Cuando se alcanza un valor predeterminado, el relé manda una orden para que se realice una determinada acción (en este caso, abrir el interruptor).

Los relés pueden ser directos o indirectos, según sean excitados o no excitados directamente por la propia corriente de cada fase que alimenta, por ejemplo, al transformador. También pueden ser autónomos (cuando no necesitan alimentación auxiliar de batería de corriente continua) o no autónomos.

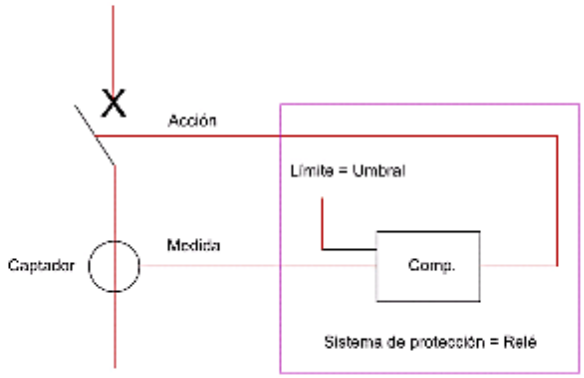


Figura 3.74. *Principio de funcionamiento de un relé eléctrico.*

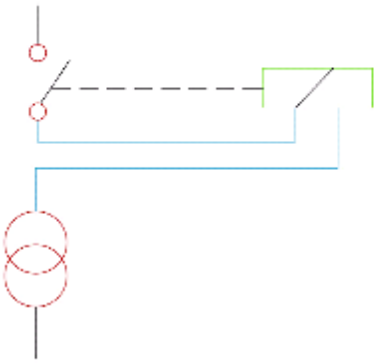


Figura 3.75. *Relé directo.*

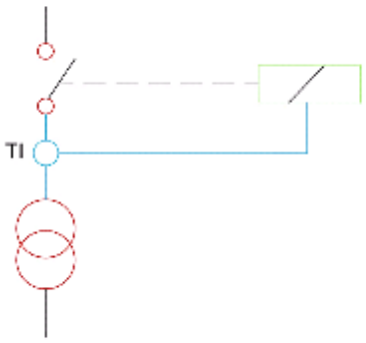


Figura 3.76. *Relé indirecto.*

Figura 3.77. *Relé directo. Fuente: Isodel.*

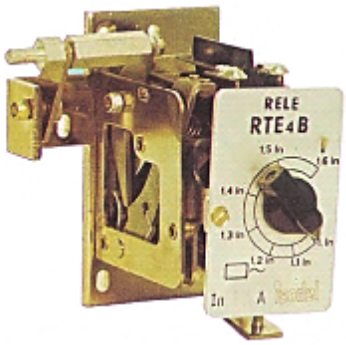


Figura 3.78. *Relé térmico directo de máxima intensidad. Fuente: Isodel.*

Los relés indirectos presentan la ventaja de que al utilizar trafos de intensidad no trabajan más que con intensidades pequeñas, en general, del orden de 5 A.

Los relés pueden ser, en general, de tipo analógico, digital, electromecánico o electronumérico.

En la Figura 3.79 se indica una clasificación de relés en función del tiempo de operación para las protecciones de sobreintensidad.

Figura 3.79. *Tipos de relés en función del tiempo de operación.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Curvas características de relés de tiempo inverso

En la Figura 3.80 se muestran las curvas características de tiempo inverso de relés.

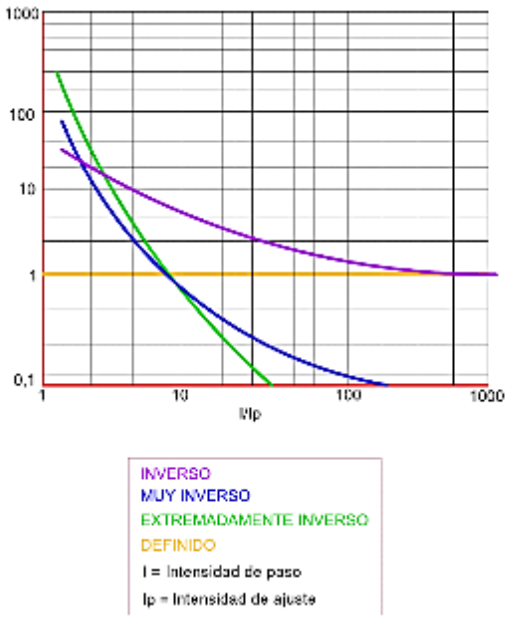


Figura 3.80. *Curvas normalizadas de tiempo inverso.*

Zonas de protección

Cada relé es colocado para proteger a un equipo o una línea o trecho de una línea cuya cobertura es denominada zona de protección o zona de selectividad de la protección.

Para limitar la porción del sistema de potencia que es desconectada cuando ocurre una falta, las protecciones son ubicadas por zonas. En la Figura 3.81 se muestra este principio.

Idealmente, las zonas de protección deben superponerse, de tal forma que ninguna área del sistema de potencia quede desprotegida. En la Figura 3.82 se muestra un interruptor incluido en ambas zonas.

Por razones prácticas (físicas y económicas), este ideal no siempre se consigue. En la mayoría de los casos, los transformadores de corriente solamente están disponibles a un lado del interruptor, tal como se indica en la Figura 3.83.

En este caso existe una zona entre el interruptor y los transformadores de corriente que no está completamente protegida en caso de falta en dicha zona. Una falta hace operar la protección de barra y abre el interruptor, pero la falta puede seguir siendo alimentada a través de la línea.

El punto de conexión de la protección con el sistema de potencia usualmente define la zona y corresponde con la ubicación de los transformadores de corriente.

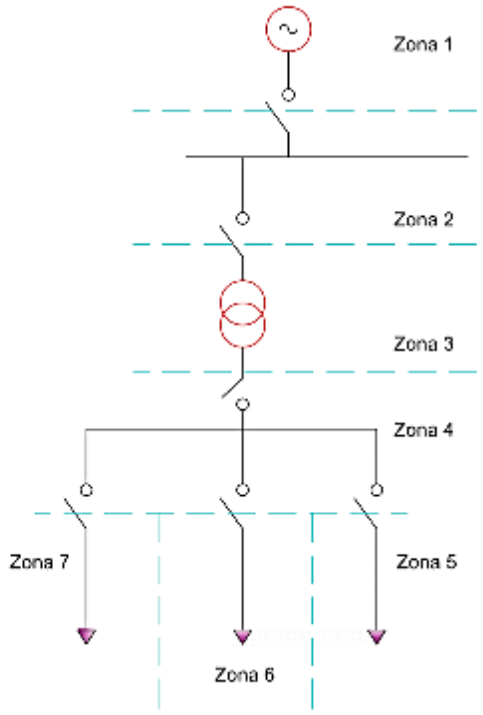


Figura 3.81. *Zonas de protección.*

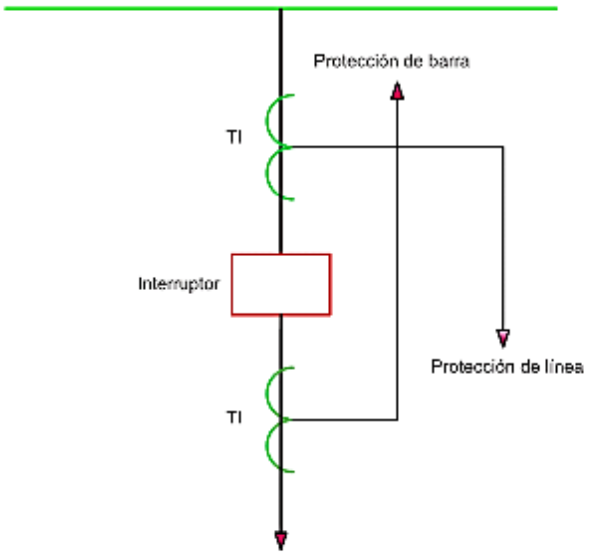


Figura 3.82. *Interruptor en zonas superpuestas.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

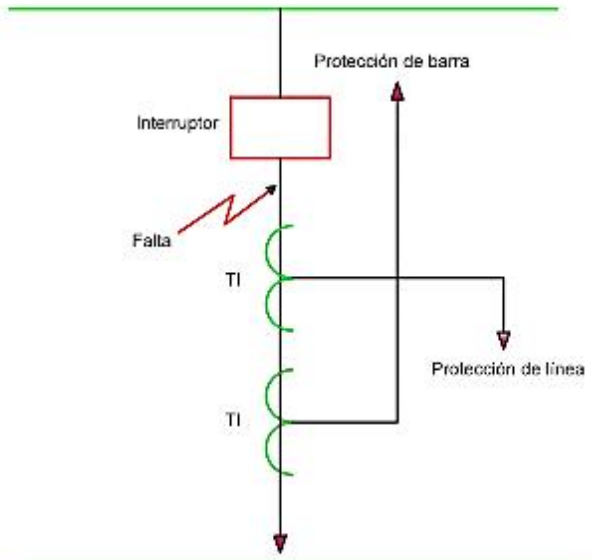


Figura 3.83. *Zonas de protección reales en un interruptor.*

Protección principal y de respaldo

La confiabilidad del sistema de protección incluye el uso de más de un sistema de protección operando en paralelo. En el supuesto de no disponibilidad de la protección principal, se debe asegurar que la falta sea aislada por otros medios (protección de respaldo).

La protección de respaldo puede ser local o remota. La protección de respaldo local se logra con protecciones que detecten una falta que no es despejada por la protección principal, y luego dispara su propio interruptor, por ejemplo, protecciones de sobrecorriente de tiempo coordinado.

La protección de respaldo remota se consigue con protecciones que detecten una falta en el sistema que no es despejada por la protección principal en una ubicación remota, y luego ejecuta un disparo local, por ejemplo, la segunda o tercera zona de una protección de distancia. En ambos casos, la protección principal y la de respaldo detectan la falta simultáneamente, pero la operación de la protección de respaldo es retardada para asegurar que la protección principal despeje la falta si es posible.

Selectividad

También llamada «discriminación». Cuando ocurre un fallo, se requiere que el sistema de protección dispare solamente aquellos interruptores cuya operación sea necesaria para aislar la falta. Esta propiedad es lograda por dos métodos:

Tiempo de coordinación: los sistemas de protección en zonas sucesivas están ubicados para operar en tiempos que están coordinados a través de la secuencia de equipos, de tal forma que ante un fallo, aunque varios equipos de protección respondan, solamente aquellos relevantes a la zona de falta disparan. Los otros ejecutan una operación incompleta y luego hacen un *reset*. La velocidad de respuesta a menudo dependerá de la severidad de la falta, y generalmente serán más lentos que un sistema unitario.

Sistemas unitarios: sistemas de protección que únicamente responden a condiciones de falta que ocurran dentro de una zona claramente definida. Ciertos tipos de protecciones unitarias son conocidos por nombres específicos, por ejemplo, falta a tierra restringida y protección diferencial. La protección unitaria no implica tiempos de coordinación, por lo cual la operación es relativamente rápida. La velocidad de respuesta es sustancialmente independiente de la severidad de la falta.

Clasificación de los relés según la norma ANSI

Figura 3.84. *Clasificación de relés según la norma ANSI.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Relé Buchholz (63B)

Se considera la protección propia más importante del transformador de potencia.

RECUERDA

Consideramos que un transformador es de potencia cuando transforma AT/AT o AT/MT.

Se utiliza únicamente en transformadores con depósito conservador de aceite.

Está situado en el canal de conducción de los gases hacia el depósito conservador, colocado en la parte superior de los transformadores.

Cualquier avería interior del transformador de potencia en la que se vea afectado el bobinado (devanado) o el circuito magnético por causa de un defecto eléctrico da origen a calentamientos o arcos eléctricos internos, ocasionando degradación del aceite y desprendimiento de gases que son detectados por el relé. Puede también detectar un descenso del nivel de aceite, fugas y bolsas de aire, entre otros.

Provoca un primer nivel de alarma (desplazamiento de gas) y un segundo de disparo (flujo de aceite estacionario de 1 m/s). Esta actuación no se verá afectada cuando el contacto de alarma ya haya cerrado y el gas esté escapando libremente.

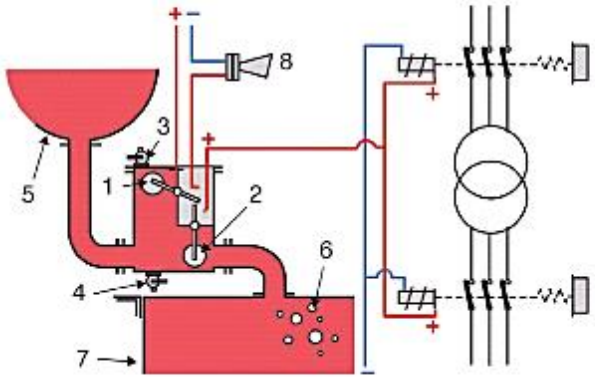
Figura 3.85. *Relé Buchholz. Fuente Ingelmec.*

Cuando el relé detecta gases y estos son combustibles, la avería ya se ha producido. La acción del relé limita el alcance de la avería, haciendo una posible reparación más económica.

El tiempo de actuación del relé suele ser inferior a 0,5 s.

El relé será insensible al flujo de aceite generado cuando el transformador esté sometido a un cortocircuito externo.

Las distintas partes que componen un relé Buchholz se indican en la Figura 3.86.



1. Flotador superior.
2. Flotador inferior.
3. Válvula de ventilación.
4. Válvula de escape.
5. Recipiente de expansión de aceite.
6. Burbujas de gas.
7. Cuba.
8. Señal de alarma.

Figura 3.86. *Funcionamiento del relé Buchholz.*

Detector de gas, presión y temperatura (DGPT)

Se utiliza en transformadores con dieléctrico líquido y llenado integral (normalmente transformadores de distribución).

Está dotado con las funciones de detección de gas, de exceso de presión y temperatura. Dispone de un flotador que detecta la presencia anormal de gas.

En un solo aparato agrupa las siguientes señalizaciones:

- Por visión directa:
  - Un ligero descenso de nivel.
  - Un valor instantáneo de la temperatura del dieléctrico.
- Por contacto eléctrico:
  - Una acumulación importante de gas.
  - Una pérdida de dieléctrico.
  - Una sobrepresión interna anormal.
  - Una temperatura anormal del dieléctrico en dos niveles regulables.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

El **descenso importante del nivel** se debe generalmente a una fuga en el transformador (por ejemplo, grifo de fuga mal cerrado).

La **presión en la cuba.** En caso de un cortocircuito franco en el transformador, el arco eléctrico formado provoca una onda de choque instantáneo. La sobrepresión en la cuba se hace entonces más fuerte y la deforma (algunas veces hasta la explosión).

La **elevación de temperatura del dieléctrico** se debe a una falla interna que provoca un calentamiento, o a un exceso de la potencia nominal del transformador (gran cantidad de calor disipado por el efecto Joule).

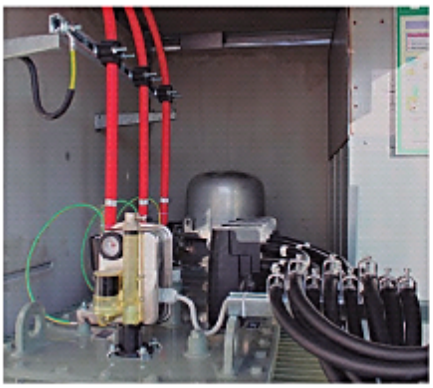


Figura 3.87. *Bloque de protección DGPT. Fuente: Reinhausen.*

RECUERDA

En los transformadores con cambiador de tomas en carga, el depósito de expansión del aceite está dividido en dos partes independientes.

Buchholz-Jansen (63J)

Dispositivo de protección contra sobrepresión en el cambiador de tomas en carga (CTC).

Se trata de un relé Buchholz para el circuito de aceite del cambiador de tomas en carga de un transformador de potencia.

Detecta fallos producidos por el ruptor o selector en carga del cambiador de tomas en carga, como contactos deficientes, rotura de resistencias de conmutación y conmutaciones incompletas, entre otros, que provocan arcos eléctricos, produciendo un brusco desprendimiento de gas y desplazamiento del aceite que es detectado por el relé.

Provoca el disparo definitivo. La actuación del relé puede ser por flujo de aceite o por sobrepresión.

Figura 3.88. *Relé Buchholz y Buchholz-Jansen. Fuente: Erema.*

Dispositivo de imagen térmica (49)

Mide la temperatura en el interior de los arrollamientos por procedimientos indirectos, teniendo en cuenta la intensidad de corriente que circula por el bobinado (señal de TI), la temperatura del aceite en la capa superior (termómetro) y la forma constructiva del transformador de potencia (tarado) del dispositivo, de acuerdo con los datos del ensayo de calentamiento. Provoca un primer nivel de alarma ATEM y un segundo de ATE2.

Figura 3.89. *Relé de imagen térmica. Fuente: Reinhausen.*

Estos dispositivos son relés térmicos con microinterruptores para mandar señales de alarma de disparo, para la desconexión de carga o para arrancar ventiladores.

Consta de una resistencia de calefacción, alimentada por el secundario de un TI por el que circula una corriente proporcional a la de la carga, que produce un aumento en la temperatura del aceite realmente medida de acuerdo con la carga del transformador.

El instrumento de medida (termómetro de aguja) nos indica la temperatura real del cobre en la parte superior del devanado (suma de la temperatura del aceite más la diferencia de temperatura en el cobre menos aceite) y no la diferencia de temperaturas respecto al aceite.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

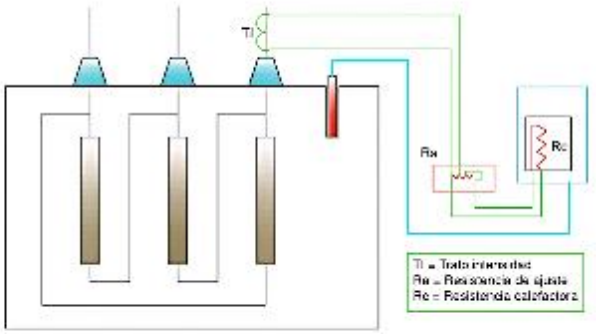


Figura 3.90. *Conexión del relé de imagen térmica.*

Termómetro (26-1)

Mide directamente la temperatura en la capa superior del aceite del transformador de potencia. La aguja indicadora en su marcha ascendente provoca el cierre de contactos, que nos permite actuar sobre ventiladores y/o dispositivos de alarma de alta temperatura.

Un aumento de temperaturas en el transformador de potencia es indicio de sobrecarga o calentamiento anormal.

Figura 3.91. *Termómetro.*

Termostato (26-2)

Acciona el cierre de contactos cuando la temperatura del aceite en la capa superior alcanza la temperatura seleccionada. Al contrario que en los termómetros, no permite conocer la temperatura en tiempo real. Nos permite actuar sobre ventiladores y/o dispositivos de alarma de alta temperatura.

Liberador de presión (63L)

Existen dos tipos: chimeneas o tubos de expansión (membrana) y válvulas liberadoras. Evita que la cuba se deforme cuando en el interior del transformador de potencia se produce una sobrepresión. Estas válvulas se dotan de un final de carrera para producir la señalización de alarma.

Generalmente va acompañada de la actuación de otra protección (Buchholz, diferencial, entre otros).

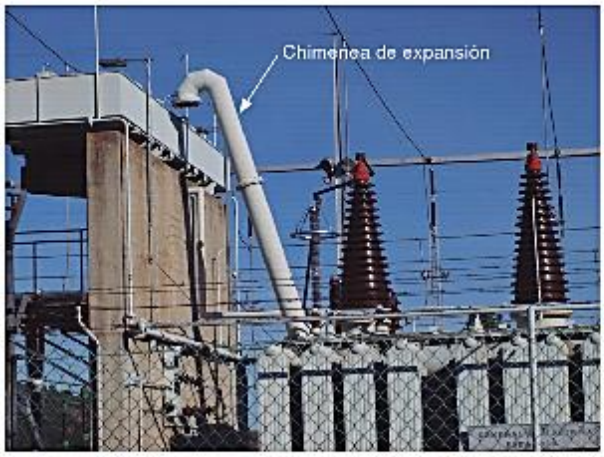


Figura 3.92. *Transformador con chimenea de expansión.*

Figura 3.93. *Válvula liberadora de presión.*

Indicadores de nivel (63NT y 63NR)

Del aceite del transformador de potencia y del cambiador de tomas en carga. Provoca una alarma de bajo nivel, y en algunos casos también de alto nivel.

Figura 3.94. *Indicador de nivel.*

Desecador de aire

El agente más influyente en el envejecimiento y en la disminución de la resistencia dieléctrica de los líquidos aislantes es la humedad.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Para evitar la entrada de aire húmedo al depósito de expansión, el transformador dispone de un desecador de silicagel situado en el extremo inferior de una tubería de respiración, que comunica el ambiente con la parte interior más elevada del depósito de expansión.

Figura 3.95. *Desecador de aire.*

Figura 3.96. *Transformador de potencia con dos desecadores de aire.*

La humedad, al ser absorbida por la sílica, hará que la misma cambie de color hasta su saturación.

El silicagel azul es duro y parecido al cristal, y en estado seco tiene un color azul. A medida que se va acumulando la humedad en el producto deshidratante, este se va tornando de color rosa y el producto debe ser sustituido.

Para regenerar la sílica se puede calentar a unos 120 °C durante 2 o 4 horas.

En la parte inferior suele llevar un recipiente transparente de fácil acceso, el cual debe llenarse de aceite hasta la señal que lleva impresa dicho cristal. La misión de este recipiente con el aceite es evitar que el aire ambiente esté en contacto permanente con el producto secante, para que solamente permita el paso de aire cuando realmente solicite paso de aire el transformador.

Existe una variante del desecador de silicagel, el deshumidificador sin mantenimiento, que consiste en una cámara especial que deshumidifica por medio de un calentador controlado por sensores. De esta forma, los controles visuales se reducen considerablemente y los cambios de silicagel serán innecesarios.

Figura 3.97. *Deshumidificadores sin mantenimiento.*
Fuente: Reinhausen.

Dispositivo de secado para transformadores en servicio

El dispositivo está diseñado para remover en forma continua la humedad presente en el transformador, aun cuando este se encuentre en servicio. Este proceso no solo retrasa el envejecimiento del papel aislante, sino que también mejora la rigidez dieléctrica del aceite.

Una bomba extrae el aceite del fondo de la cuba y lo hace circular a través de un filtro, el cual captura las partículas de agua y luego lo retorna a la parte superior de la cuba.

En la Figura 3.98 se puede apreciar un transformador con tres cilindros de filtrado.

Figura 3.98. *Dispositivo de secado de un transformador.*
Fuente: TTE.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

En la Figura 3.99 se puede apreciar un sistema de secado y filtrado de aceite del conmutador bajo carga de un transformador.

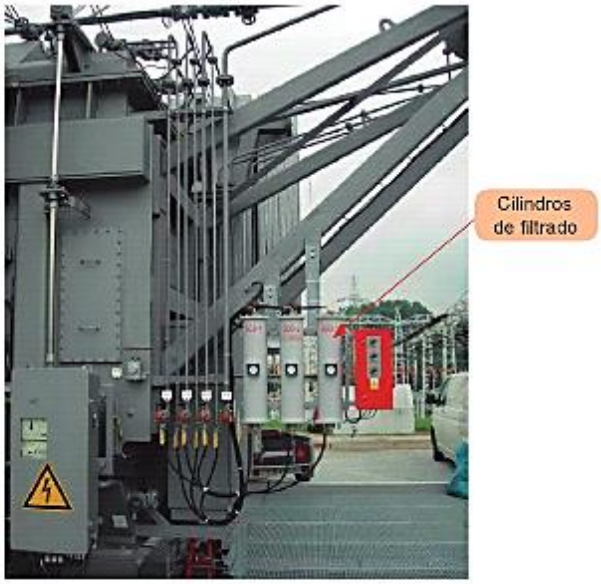


Figura 3.99. *Secado y filtrado del aceite del regulador bajo carga de un transformador. Fuente: Ars Altmann.*

Sistema de gas inerte para transformadores

Está diseñado para proteger el aceite del tanque principal del transformador contra la oxidación y la absorción de humedad, manteniendo la presión en el tanque a niveles preestablecidos adecuados.

Figura 3.100. *Cilindro de gas inerte (N2). Fuente: Ingelmec.*

El sistema utiliza un cilindro de nitrógeno reemplazable y un sistema de regulación de tres etapas para el suministro de gas a baja presión. Se proporcionan alarmas para alta y baja presión en el tanque.

Figura 3.101. *Los medidores de presión y el tanque de gas inerte (N2) se pueden ver fácilmente desde la mirilla en la puerta. Fuente: Waukesha.*

Protección de cuba (64)

Detecta faltas de la cuba del transformador a tierra, midiendo la corriente que circula entre la cuba y la conexión de la misma a tierra. Es necesario que la cuba esté aislada de tierra.

Figura 3.102. *Protección de cuba.*

Para evitar una falsa actuación de la protección por una puesta a tierra del equipo auxiliar (ventiladores, bombas y equipo de regulación), la alimentación de estos elementos se debe pasar a través del transformador de la protección.

Actualmente no se coloca esta protección, al disponer el transformador de potencia de diferenciales. Su actuación provoca el disparo definitivo.

La conexión de la cuba y la toma de tierra se realiza pasando la conexión por un toro magnético.

En la Figura 3.103 se indica en un esquema de las distintas conexiones.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

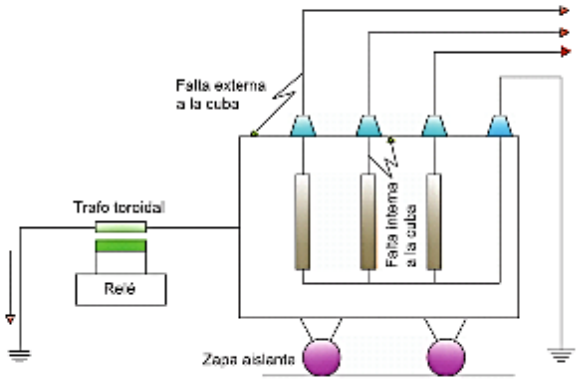


Figura 3.103. *Conexiones en la protección de la cuba.*

Protección de sobreintensidad neutro-estrella (51G)

Relé de sobreintensidad de falta a tierra retardado (51G).

51G: corriente residual medida directamente en un transformador de corriente (intensidad) o solo en un transformador de intensidad toroidal.

Si el relé fuese de tipo 51N:

51N: corriente residual medida en el retorno común del transformador de intensidad.

Se instala en el conductor que une el neutro del bobinado conectado en estrella del transformador de potencia a tierra. Su actuación provoca el disparo definitivo. La puesta a tierra se puede hacer también con una reactancia monofásica.

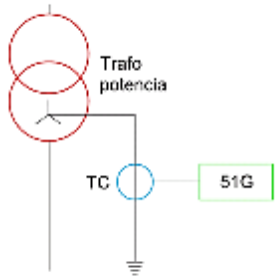


Figura 3.104. *Protección 51G.*

Los transformadores de protección y medida, tales como los TC (trafo corriente) y TT (trafo tensión) se analizan en el siguiente apartado.

Protección diferencial (87)

Protege al transformador de defectos internos, tales como cortocircuitos y derivaciones a masa dentro de la cuba. La zona de protección es aquella que cubre entre la ubicación de los transformadores de intensidad en alta y baja tensión del transformador de potencia. Su actuación provoca el disparo definitivo.

Se utiliza en transformadores de potencia de 10 MVA o más.

Es un relé que opera cuando el vector de diferencia entre dos o más cantidades eléctricas similares excede de un valor predeterminado. Compara las corrientes de entrada y salida del elemento protegido.

Opera abriendo los interruptores en ambos extremos del elemento protegido.

Los aspectos influyentes en la operación incorrecta del relé diferencial son:

- Niveles de tensión diferentes.
- Desfasamiento de 30º entre las señales de entrada y salida.
- Corriente inicial de magnetización.
- La protección diferencial siempre se activa cuando detecta faltas dentro del sistema que está protegiendo.

En condiciones normales, las corrientes I_1 e I_2 que entran al relé son iguales en magnitud, por lo que la corriente diferencial es aproximadamente igual a cero.

RECUERDA

La corriente primaria de un transformador es de sentido contrario a la corriente secundaria.

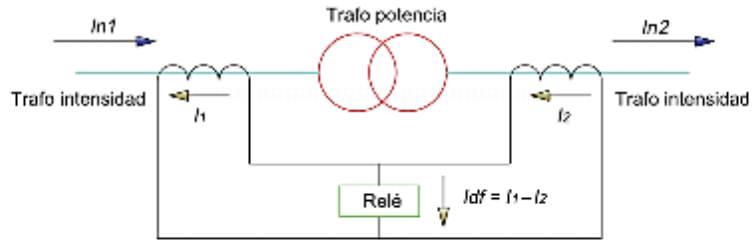


Figura 3.105. *Conexión de una protección diferencial de un transformador.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

RECUERDA

En el transformador de intensidad (TI) se conecta su primario intercalado con la línea, es decir, en serie con la misma. Tanto el primario como el secundario pueden llevar más de una bobinado, por ejemplo, en la conexión serie-paralelo.

Una de las bornas del secundario se debe poner a tierra como medida de seguridad.

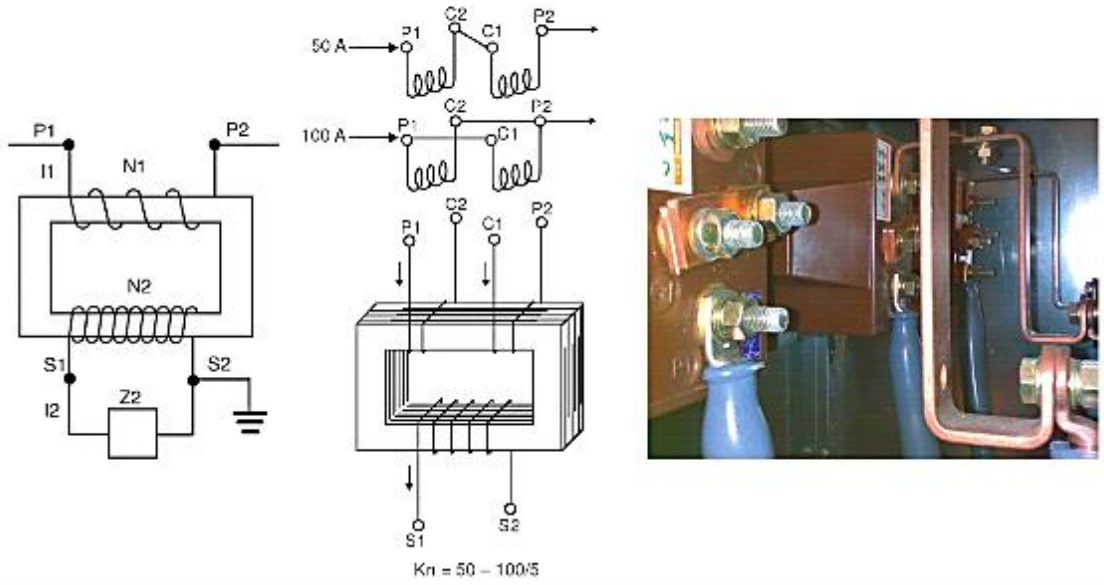


Figura 3.106. *Esquemas de un transformador de intensidad (TI).*

Figura 3.107. *Transformador de intensidad. Fuente: Arteche.*

Cuando ocurre una falta dentro de la zona de protección diferencial, la cual es ubicada por la situación física de los TC, las corrientes I_1 e I_2 son diferentes, por tanto, la corriente diferencial es distinta de cero y provoca la operación de la protección.

Cuando la falta está ubicada fuera de la zona de la protección diferencial, se debe mantener que las corrientes I_1 e I_2 sean iguales, para que la corriente diferencial sea cero y no ocurra una mala operación de la protección.

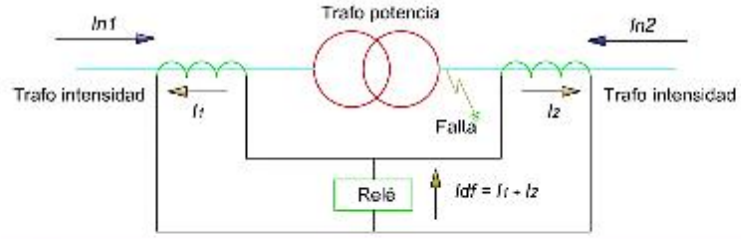


Figura 3.108. *Protección diferencial de un transformador con falta interna.*

Si existe una falta dentro de la zona de protección diferencial, una de las dos corrientes *In1* o *In2* cambia de dirección, debido a que su correspondiente corriente en el primario del TC también lo hace. Esto es porque, en la condición de falta, corrientes procedentes de ambos lados de la protección diferencial aportan al cortocircuito.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Figura 3.109. *Protección diferencial de un transformador con falta externa.*

Nota

Al indicar que las corrientes I_1 e I_2 son iguales en condiciones normales, se entiende que las corrientes secundarias de los TC (trafos corriente o intensidad) han sido compensadas en caso de que sea necesario, ya que las corrientes primarias y secundarias del transformador de potencia son distintas y las corrientes secundarias de los trafos de intensidad dependen de la relación de transformación de los mismos.

Ejemplo 3.4

Suponemos un transformador de potencia de 30 MVA con una relación de transformación 30/10 kV.

La corriente primaria y secundaria del transformador de potencia es:

$$In1 = \frac{30.000}{\sqrt{3} \cdot 30} = 577{,}35 \text{ A}$$

$$In2 = \frac{30.000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1.732 \text{ A}$$

Suponemos que los TC son de relación 600/5 A y 2.000/5 A.

Luego:

$$I_1 = \frac{577{,}35}{600/5} = 4{,}81 \text{ A} \qquad I_2 = \frac{1.732}{2.000/5} = 4{,}33 \text{ A}$$

Entonces no se cumple que para condiciones normales de carga, las corrientes I_1 e I_2 sean iguales, por tanto se requiere compensar (igualar) las corrientes utilizando transformadores de adaptación con la relación de transformación adecuada.

Además de lo anterior, se debe tener en cuenta el grupo de conexión del transformador de potencia, ya que a pesar de que las corrientes sean iguales en magnitud, estas se pueden encontrar desfasadas, con lo que la diferencial no será igual a cero.

RECUERDA

Los transformadores trifásicos, según el tipo de conexión, desfasan las tensiones primarias respecto a las tensiones secundarias un ángulo que viene dado por el llamado índice horario.

Por ejemplo, si el transformador del caso anterior fuese de conexión *Dy1* (primario triángulo, secundario estrella y desfases entre el primario y secundario de $1 \times 30 = 30°$), las corrientes por el lado de baja del mismo estarán desfasadas (retrasadas) respecto a las corrientes por el lado de alta un ángulo de 30°. En este caso se requiere que los transformadores de adaptación igualen las corrientes tanto en magnitud como en fase, por lo que se conectarían en *Yd11*, donde la corriente es desfasada 30° en adelanto, además de ser afectada por el factor $\sqrt{3}$ debido a la conexión triángulo. Es decir, que la relación sería 4,33 $\sqrt{3}$ / 4,81 para nuestro ejemplo. Esto es debido porque las corrientes que llegan al relé son corrientes de línea y, como los TC están conectados en triángulo, las corrientes secundarias serían las corrientes de fase dentro del triángulo.

RECUERDA

Para representar el desfase entre el primario y el secundario de un transformador trifásico, consideramos que los vectores giran en una circunferencia en sentido contrario a las agujas del reloj.

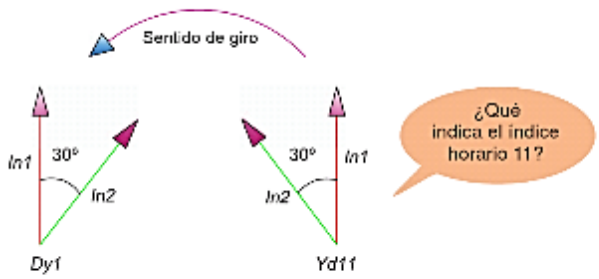


Figura 3.110. *Desfases en transformadores trifásicos.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

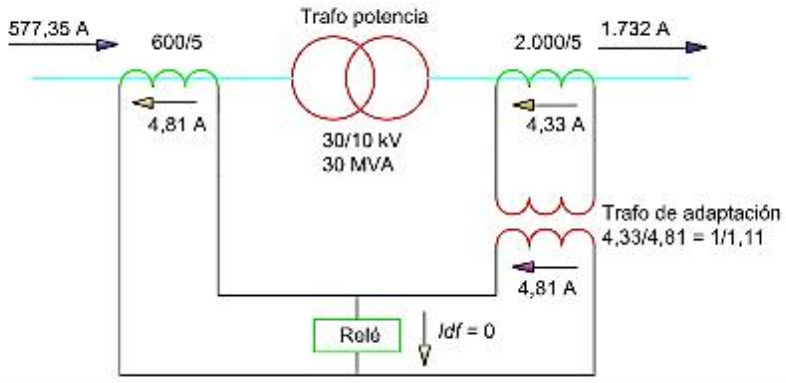


Figura 3.111. *Protección diferencial con transformador de adaptación.*

En los relés numéricos no es necesario instalar transformadores de adaptación, ya que la compensación de las corrientes se hace a nivel de *software*. El relé requeriría los datos de la relación de transformación de los TC, potencia, tensión y grupo de conexión del transformador de potencia.

En la práctica, después de hacer todas las compensaciones requeridas, la corriente diferencial en condiciones normales nunca es exactamente igual a cero, debido a errores de precisión de los TC, errores de medida de relés, entre otros, por lo que el ajuste de la corriente diferencial con la que va a operar el relé se selecciona en un valor típico de 20 % - 30 % de la corriente nominal del relé. Por ejemplo, para un relé diferencial de 5 A nominales, el ajuste del disparo debe estar entre 1 A y 1,5 A de corriente diferencial.

Para establecer la relación de transformación del TC se deben tener en cuenta, entre otras, las corrientes de falta externas máximas que no produzcan saturación magnética en dicho TC.

RECUERDA

Un transformador se satura magnéticamente, prácticamente con la corriente de vacío de dicho transformador.

Ejemplo 3.5

Supongamos un transformador de 10 MVA, con relación de transformación de 6/13,8 kV, con corrientes máximas de cortocircuito externas de 11,8 kA (para 6 kV) y de 7,6 kA (para 13,8 kV).

Las corrientes nominales son:

$$I_{n1} = \frac{10.000}{\sqrt{3} \cdot 6} = 962 \text{ A} \qquad I_{n2} = \frac{10.000}{\sqrt{3} \cdot 13{,}8} = 418 \text{ A}$$

Las corrientes máximas que no producen saturación magnética en los TC son quienes definen su relación de transformación. Si el TC seleccionado es de clase 5P20 (TC de protección que produce el 5 % de error cuando circula una corriente 20 veces la corriente nominal), por tanto, el TC es capaz de manejar una falta máxima de 962 × 20 = 19,2 kA sin producir saturación. Esta corriente es mayor que 11,8 kA, por lo que el TC funcionará sin problemas.

El mismo razonamiento se hace con el TC del secundario. Los TC serían de una relación de:

TC1 = 1.200/5

TC2 = 500/5

Los relés modernos tienen disponibles TAPS (para escalar de mejor manera las corrientes que ingresan a la protección diferencial).

Si suponemos que los TC del primario están conectados en triángulo, las corrientes serían:

$$Irh = \sqrt{3} \cdot 962 \cdot \frac{5}{1.200} = 6{,}94 \text{ A}$$

$$Irx = 420 \cdot \frac{5}{500} = 4{,}2 \text{ A}.$$

El factor $\sqrt{3}$ que aparece en *Irh* es debido a que las corrientes que llegan al relé son corrientes de línea, y como los TC en ese lado están conectados en triángulo, las corrientes secundarias serían las corrientes de fase dentro del triángulo.

El TAP del relé deberá ser ajustado a:

$$\frac{Irh}{Irx} = \frac{TAP}{5}$$

TAP = valor de ajuste para que los contactos operen = 8,26 A.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Tipos de relés diferenciales para protección de transformadores de potencia

Como se analizó anteriormente, entre las múltiples protecciones de un transformador de potencia está la diferencial. Los relés utilizados son los de sobrecorriente temporizados, porcentuales o porcentuales con restricción de armónicos.

Protección diferencial usando relés de sobrecorriente temporizados

Son poco usados actualmente debido a que son susceptibles de operar mal, por causas tales como corrientes de magnetización cuando se energiza el transformador y errores de saturación de los transformadores de intensidad.

La corriente de magnetización ***(inrush)*** es una condición transitoria que ocurre cuando se energiza un transformador. El problema de esta corriente es que puede llegar a ser 100 veces la corriente de vacío de régimen permanente del transformador, o si se considera que esta corriente es del 5 % al 8 % de la corriente nominal, se alcanzarán corrientes instantáneas de 5 a 8 veces la nominal.

Debido al valor no nulo de la resistencia del devanado primario, la corriente transitoria de conexión se amortigua rápidamente al cabo de unos pocos ciclos. Al tratarse de corrientes de corta duración se tienen que utilizar protecciones que no actúen rápidamente, evitando la desconexión del disyuntor o interruptor automático principal, al tomar esa corriente por un cortocircuito.

Protección diferencial usando diferenciales porcentuales

Para evitar faltas externas debido al desajuste de corrientes secundarias de los TC, o por cambio de relación de transformación con tomas se utilizan bobinas de restricción en el relé diferencial. Esto permite incrementar la velocidad y seguridad de la protección con una sensibilidad razonable para corrientes de falta bajas.

Protección diferencial usando relés diferenciales porcentuales con restricción de armónicos

Algunos relés diferenciales incorporan en su diseño una restricción de armónicos para evitar disparos indeseados debidos a corrientes de *inrush*.

El relé diferencial más utilizado es el de porcentaje, que está formado por tres bobinas, la bobina O de operación (circula la corriente diferencial) y las dos bobinas R de restricción (impide la operación del relé, aun cuando la corriente diferencial sea distinta de cero).

RECUERDA

Una de las protecciones externas de un transformador de potencia es la diferencial.

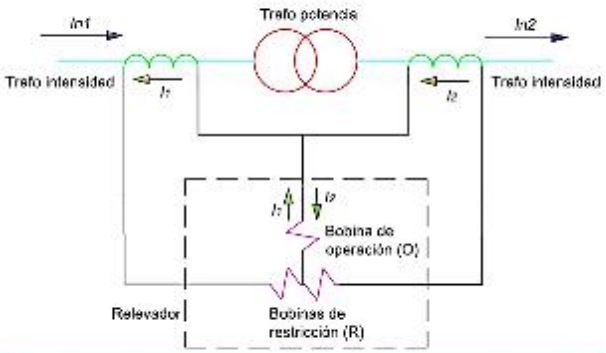


Figura 3.112. *Conexión de un relé diferencial de porcentaje.*

La corriente resultante en la bobina de operación es proporcional a:

$$I_1 - I_2$$

La corriente en cualquiera de las dos bobinas de restricción es proporcional a:

$$\frac{I_1 + I_2}{2}$$

La relación entre la corriente diferencial de operación y el promedio de la corriente de restricción se conoce como la «pendiente» del relé en tanto por cien, es decir:

Pendiente $= K = \dfrac{I_1 - I_2}{\dfrac{I_1 + I_2}{2}}$, cuya característica de operación se indica en la Figura 3.113.

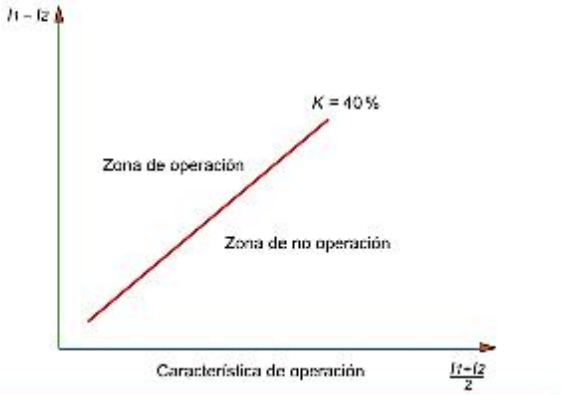


Figura 3.113. *Característica de operación de un relé diferencial porcentual.*

Valores característicos de relés diferenciales porcentuales

En este apartado se indica un ejemplo de los valores típicos de un relé diferencial porcentual.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Tabla 3.2. Valores típicos de un relé diferencial porcentual

TAP (A)	*PICK UP* (A)	Circuito de operación		Circuito de restricción	
		Burden (VA)	Impedancia (Ω)	*Burden* (VA)	Impedancia (Ω)
2,9	0,87	3,2	0,128	1,3	0,052
3,2	0,96	2,7	0,108	1,2	0,048
3,5	1,05	2,4	0,096	1,1	0,044
3,8	1,14	2,0	0,080	1,0	0,040
4,2	1,26	1,9	0,076	0,9	0,036
4,6	1,38	1,6	0,064	0,8	0,032
5,0	1,50	1,5	0,060	0,7	0,028
8,7	2,61	0,7	0,028	0,5	0,020

Conexión de los transformadores de potencia y de corriente para compensar la conexión

En la Tabla 3.3 se indican las conexiones que deben realizarse entre los transformadores de potencia y los de corriente.

En la Figura 3.114 se indican las conexiones correctas que se deben realizar en un transformador con protección diferencial, entre el transformador de potencia, en este caso con conexión triángulo-estrella, y los transformadores de intensidad con el relé diferencial.

Nota

Los relés modernos no requieren que la compensación de ángulos debido a la conexión del transformador de potencia se corrija mediante la correcta conexión de los transformadores de intensidad, sino que en su lugar, el transformador de intensidad puede estar conectado en estrella para ambos lados del transformador de potencia, y dentro del relé diferencial se realizará la compensación mediante computación matemática cuando se digite el ángulo previamente.

Tabla 3.3. Conexión de los transformadores de potencia y de los transformadores de corriente

Conexión del transformador de potencia	Triángulo-estrella	Estrella-triángulo	Triángulo-triángulo	Estrella-estrella	Triángulo-zigzag
Conexión del transformador de corriente	Estrella-triángulo	Triángulo-estrella	Estrella-estrella	Triángulo-triángulo	Triángulo-triángulo

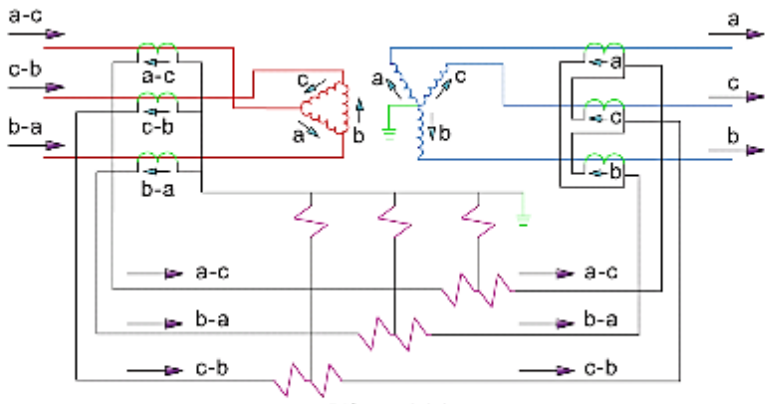


Figura 3.114. *Esquema de protección diferencial de un transformador.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Normalmente, los circuitos de corriente que alimentan al relé serán proveídos exclusivamente por los secundarios de los TC tipo *bushing* del transformador de potencia. De manera extraordinaria se admite que tales circuitos provengan de TC de tipo pedestal, de exterior o de interior (celdas aisladas). Con esta última configuración, en la zona de protección se estarían incluyendo conductores de potencia y autoválvulas, con lo que la selectividad de esa protección se vería afectada. Para transformadores de potencia de 100 MVA, se recomienda montar dos protecciones diferenciales, una proveniente de los *bushing* y otra de los TC tipo pedestal, englobando conductores de potencia.

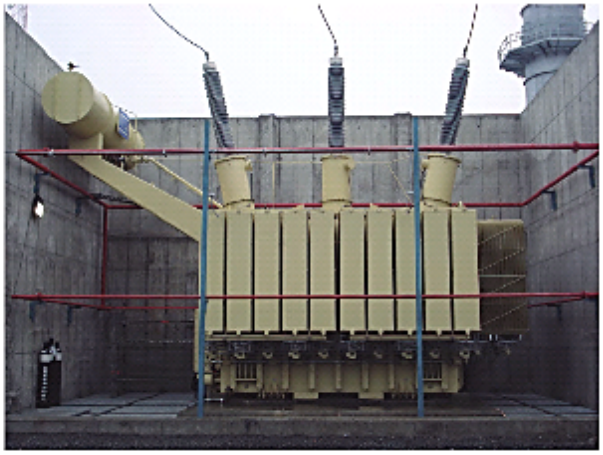


Figura 3.115. *Bornas (bushing) con TC. Fuente: WEG.*

Metodología de protección

En la Figura 3.116 se indica un método de protección desde que el relé detecta la corriente diferencial hasta la actuación de los correspondientes interruptores automáticos.

Protección de sobreintensidad (50/51)

La protección de sobreintensidad es utilizada como protección de respaldo contra faltas dentro del transformador y faltas no despejadas en el sistema de potencia.

Corrientes altas, originadas por faltas externas, pueden sobrecargar los devanados del transformador si no son despejadas a tiempo, ocasionando sobrecalentamiento y daño al transformador. Es comúnmente conectado en el lado de mayor voltaje del transformador.

Está considerada como protección principal en transformadores de poca potencia que no disponen de protección diferencial. Pueden ser instantáneos (50) o temporizados (51). Son difíciles de coordinar y poco selectivos.

Para la protección principal (50) de un transformador se debe ajustar la unidad instantánea del relé por encima de la corriente primaria. Cuando ocurre un cortocircuito cerca de los terminales secundarios, generalmente este ajuste está por encima de la corriente de energización del transformador, y puede ser 12 a 14 veces la corriente nominal de la carga.

Protección de sobreintensidad de tierra (50N/51N)

50N: relé de tipo instantáneo. Corriente residual medida en el retorno común del transformador de intensidad.

51N: relé de tipo retardado. Corriente residual medida en el retorno común del transformador de intensidad.

El relé 50N/51N mide la corriente de *secuencia cero* que circula por el neutro del transformador, cuando una falta a tierra ocurre en una de las fases. Está ubicado en el neutro del devanado Y, y se utiliza como respaldo contra faltas a tierra en el devanado de mayor tensión, y adicionalmente como respaldo para faltas a tierra en las líneas de transmi-

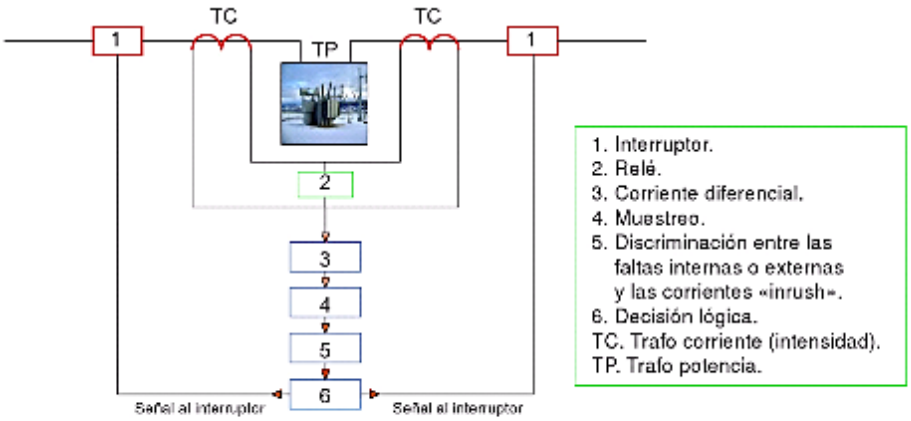


Figura 3.116. *Metodología de protección.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

sión que parten de la estación de generación. La corriente de arranque y el tiempo de operación deberán estar coordinados con los dispositivos de protección del transformador y los disponibles en las líneas de transmisión.

¿Cuál es la diferencia entre un relé 50N y uno 50G?

SABÍAS QUE

Tres vectores desequilibrados de un sistema trifásico se pueden descomponer en tres sistemas equilibrados de vectores llamados:

- Vector de secuencia directa.
- Vector de secuencia inversa.
- Vector homopolar o de *secuencia cero* (tres vectores cuyos módulos y dirección son iguales, y un desfase cero uno de otro).

La conexión típica de los relés de sobreintensidad se realiza con los TC en estrella y con cada fase de corriente entrando a cada relé de fase, mientras que al relé de tierra entra la suma de las corrientes de fases o corriente residual 3Io. Igualmente, se puede disponer de solo dos relés de fases y un relé de tierra, con lo que el elemento sigue protegido totalmente.

En la Figura 3.117 se pueden ver estas dos conexiones.

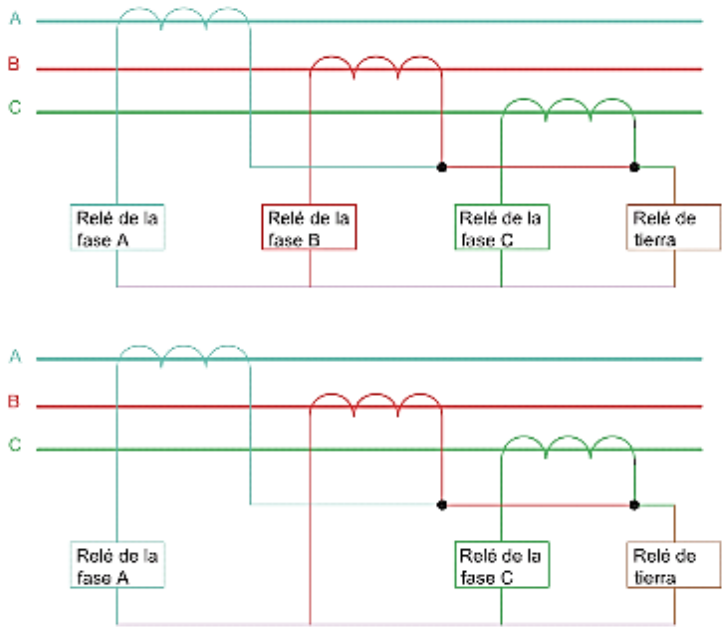


Figura 3.117. *Conexión de los relés.*

Protección de tierra restringida (64REF)

Las faltas a tierra pueden ser muy débiles, de forma que la protección diferencial no las detecta y la de sobreintensidad sí, pero al cabo de un tiempo, quizá muy grande, sobre todo si se usan relés de tiempo inverso.

La protección de tierra restringida se utiliza para detectar faltas a tierra de forma instantánea.

Es aplicada en transformadores para detectar faltas a tierra en los devanados con mayor sensibilidad que la protección diferencial.

En la Figura 3.118 se indica un relé de este tipo.

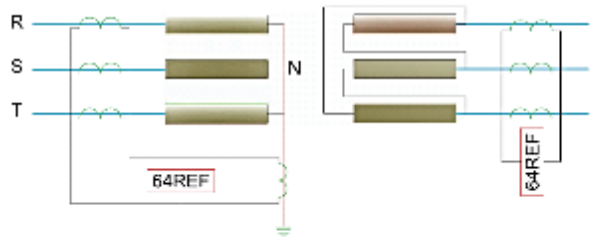


Figura 3.118. *Protección de tierra restringida (64REF).*

Protección de sobreintensidad direccional (67/67N)

La protección de sobreintensidad puede ser usada para medir no solamente la magnitud de la intensidad, sino tam-

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

bién su sentido; es decir, el sentido del flujo de la potencia entregada, para lo cual se toma como referencia la tensión del sistema.

Se utiliza como protección principal de líneas aéreas y cables, de transformadores de distribución y motores eléctricos, entre otros. También es usada como protección de respaldo para transformadores de potencia y generadores grandes, y como protección de emergencia para protecciones de distancia y diferenciales de línea.

En transformadores de potencia conectados en paralelo y en líneas paralelas alimentadas por un extremo, las protecciones de sobreintensidad necesitan el criterio de direccionalidad para ser selectivas.

¿Recuerdas qué es la selectividad de una protección?

En estos casos se requiere la medida de las tensiones para determinar la dirección del aporte de energía a la falta.

El disparo queda bloqueado con flujo de intensidad de falta contrario al ajustado, y la direccionalidad se representa en los esquemas con una flecha que indica el sentido de flujo de intensidad que producirá el disparo.

Esta protección generalmente no se aplica sola, más bien se emplea en combinación con otra protección, tal que esta última detecta la falta y da la orden de operación o de apertura del interruptor ante la presencia de un valor de corriente superior al establecido. La unidad de protección sensora de la magnitud de la corriente generalmente es un relé de sobrecorriente de tiempo inverso (51), instantáneo (50) o ambos (51/50).

En la Figura 3.119 se representa el principio de funcionamiento de una protección de sobreintensidad direccional.

El funcionamiento de las protecciones según la falta del esquema es el siguiente:

- Arrancan todas las protecciones.
- En la protección 3 queda bloqueado el disparo, dado que el flujo de intensidad hacia la falta tiene dirección contraria a la ajustada.
- La protección 2 dispara, ya que el flujo de intensidad hacia la falta coincide con la dirección ajustada y el tiempo configurado de disparo es de 0 ms (instantánea).
- Al disparar la protección 2, el flujo de intensidad aportado por la segunda línea hacia la falta queda interrumpido; es por esto que la protección 4 se repone.

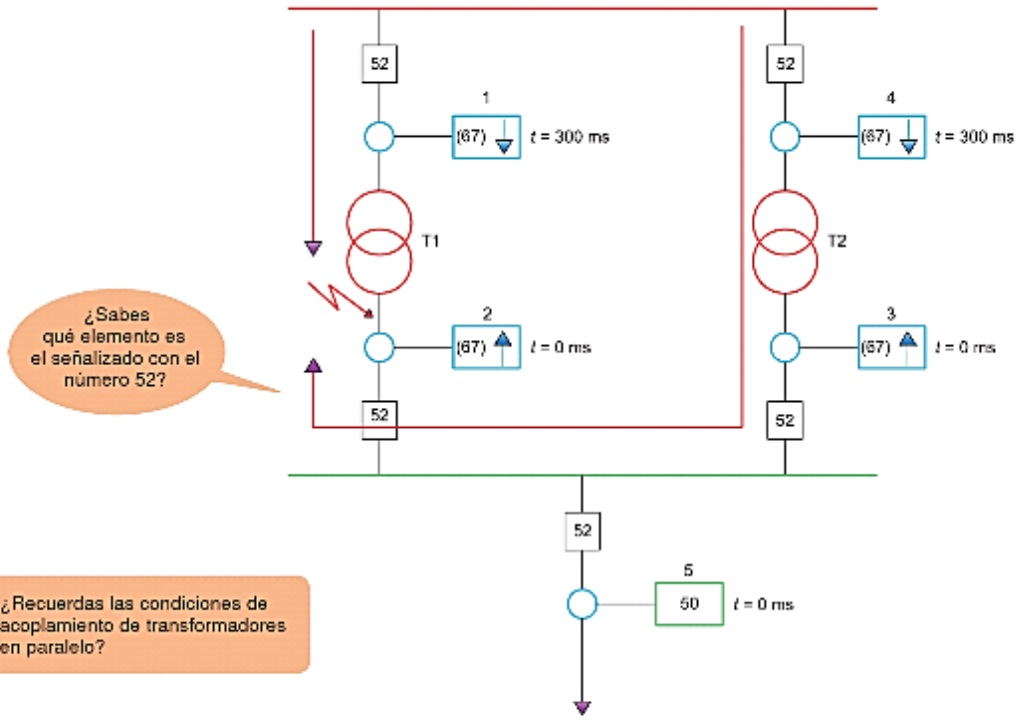


Figura 3.119. *Operación de una protección de sobreintensidad direccional.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

- Por último, dispara la protección 1 tras transcurrir el tiempo de coordinación ajustado de 300 ms.

Se ha conseguido así la selectividad deseada: el transformador T1 queda separado de la red, mientras que el transformador T2 permanece en servicio.

Otras protecciones utilizadas en el sistema de potencia pueden ser:

- **Protección de distancia (21/21N)**

  Se utilizan para proteger líneas largas. Miden el cociente entre los vectores U e I, es decir, miden la impedancia al comienzo de la línea, $Z = \frac{U}{I}$. Así, si se produce una falta a tierra en un punto de la línea, las magnitudes medidas por el relé al comienzo de la misma quedarán de la siguiente forma: U disminuye, I aumenta y, por tanto, Z disminuye mucho.

- **Protección de máxima (59) y mínima tensión (27)**

  Cuando se tienen niveles de tensión elevados en el sistema se puede llegar a superar la tensión máxima de servicio para la cual están diseñados los equipos. Por tanto, es necesario limitar el tiempo de duración de las sobretensiones.

- **Protección de fallo de interruptor (50BF)**

  Cuando un relé de protección detecta una falta o una condición anómala de funcionamiento dará la orden de disparo al interruptor. Existe el riesgo de que no se produzca la apertura del circuito por falta en el interruptor al realizar dicha maniobra. Por tanto, es necesaria una protección para prevenir la falta en el interruptor.

  El principio de detección se basa en medir la corriente que circula por el interruptor. Después de una orden de apertura por parte de las protecciones, la corriente debe ser cero si la apertura del circuito ha sido correcta.

  Si se produce una falta en el interruptor se debe proceder de la siguiente manera:

  — Primeramente se debe efectuar una orden de apertura a ambas bobinas de apertura del interruptor.

  — En segundo lugar se debe proceder con la apertura de los interruptores vecinos, de manera que se pueda obtener la apertura del circuito deseado, al mismo tiempo que se consigue aislar el interruptor averiado.

  — La falta de interruptor debe concluir en una apertura y bloqueo de cierre del interruptor hasta detectar la causa de la avería.

- **Reenganche (79)**

  Las líneas de transmisión por lo general incorporan la función de reenganche. Su función es la de emitir orden de cierre a los interruptores después de actuar las protecciones que deban iniciar la secuencia de reenganche.

  Tras un tiempo de espera, la protección ordena el cierre de la línea.

Figura 3.120. *Protección de sobreintensidad con función de fallo de interruptor y reenganche. Fuente: ZIV P+C.*

Unidad o terminal de protección

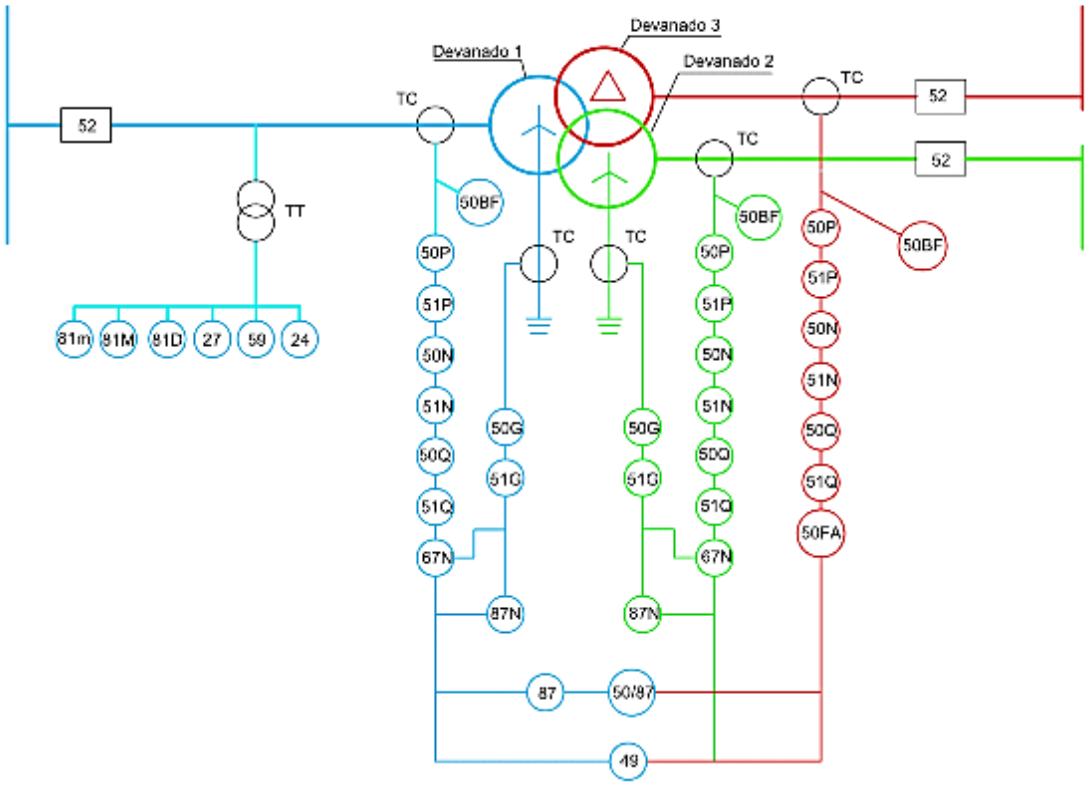
Como hemos visto, las protecciones en el sistema de potencia (líneas y subestaciones, entre otras) son muchas y variadas. La mayoría de las protecciones se realizan con equipos o unidades de protección que incorporan al mismo tiempo funciones de protección, control y medida.

En la Figura 3.122 se indica un ejemplo con el esquema de un terminal de protección diferencial, control y medida.

Figura 3.121. *Terminal de protección diferencial, control y medida. Fuente: ZIV P+C.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner



Código	Función de protección	Código	Función de protección
24	Sobreexcitación	51	Sobreintensidad temporizada de fases por devanado
27	Subtensión con medida	51Q	Sobreintensidad temporizada de secuencia inversa por devanado
50P	Sobreintensidad instantánea de fase	51N	Sobreintensidad temporizada inversa de neutro calculada por devanado
50/87	Diferencial trifásica instantánea sin frenado	51G	Sobreintensidad temporizada inversa de tierra con entrada independiente
51P	Sobreintensidad de tiempo inverso de fase	67N	Sobreintensidad direccional de neutro polarizada por corriente
50Q	Sobreintensidad instantánea de secuencia inversa por devanado	49	Unidad térmica (basada en la carga y en la medida de sondas RTD)
50N	Sobreintensidad instantánea de neutro calculada por devanado	50BF	Fallo de interruptor
50G	Sobreintensidad instantánea de tierra con entrada independiente	87N	Faltas a tierra restringidas
50FA	Sobreintensidad instantánea frenada por armónicos	59	Sobretensión con medida
81M	Sobrefrecuencia	81D	Derivada de frecuencia
81m	Subfrecuencia	52	Interruptor automático

Figura 3.122. *Terminal de protección diferencial, control y medida.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

3.4. Transformadores de medida y protección

En este apartado nos referiremos, principalmente, a los transformadores (trafos) de medida utilizados en alta tensión (132 kV y 66 kV) y muy alta tensión (400 kV y 220 kV).

Se emplean para alimentar los circuitos de protección, control y medida, en los que es necesario reducir la tensión del circuito primario a valores tolerables por los equipos de estos circuitos. Se definen por su relación de transformación, potencia y clase de precisión.

Los objetivos de los transformadores de medida y protección son:

- Aislar o separar los circuitos y aparatos de medida y protección de la alta tensión.
- Evitar perturbaciones electromagnéticas y reducir las corrientes de cortocircuito en los aparatos de medida.
- Procurar un aislamiento galvánico entre la instalación de alta tensión y los circuitos de protección y medida que son accesibles al operario.
- Obtener intensidades y tensiones proporcionales a las que se desea medir, y transmitirlas a los aparatos apropiados.

Los transformadores de medida son los destinados a alimentar los aparatos de medida, contadores y otros aparatos análogos, por lo que necesitan una precisión muy buena en el margen próximo a la corriente nominal. Para valores superiores al 20 % - 30 % del valor nominal es conveniente que se saturen e impidan el paso de corriente para proteger los equipos que alimentan.

¿Sabes qué es la clase de precisión?

Figura 3.123. *Transformadores de medida. Fuente: SYSE.*

Los transformadores de protección son los destinados a alimentar los relés de protección. Deben, por tanto, asegurar una precisión suficiente para intensidades de valor igual o varias veces la intensidad nominal, por lo que deben tener su punto de saturación allo, para que en el caso de falla puedan transmitir la información a la protección.

Clasificación de los transformadores de medida y protección: en la Figura 3.124 se puede apreciar, de forma resumida, la clasificación de estos equipos.

3.4.1. Transformadores de intensidad (TI)

Transformadores de medida en los que la intensidad secundaria es, en las condiciones normales de empleo, prácticamente proporcional a la intensidad primaria y desfasada con relación a esta un ángulo próximo a cero, para un sentido apropiado de las conexiones.

El devanado primario se conecta en serie con el circuito donde se realiza la medida. Por el circuito primario circula la intensidad de línea.

Figura 3.124. *Clasificación de los transformadores de medida y protección.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

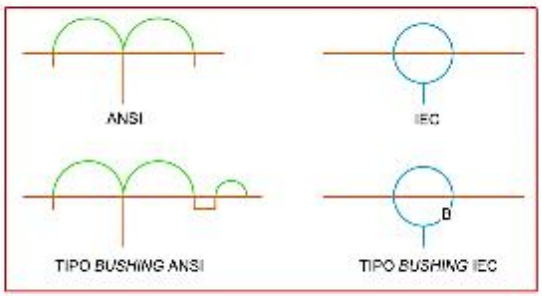


Figura 3.125. *Símbolos de un TI.*

Según el tipo de conexión, el arrollamiento primario permite conseguir varias intensidades nominales.

Las posibilidades de conexión son:

- Un TI para medida y otro para protección.
- Un único TI para medida y protección, con doble secundario.

Designación de bornes

Según la norma IEC, el criterio a seguir es: bornes primarios (P o C) y bornes secundarios (S).

Los diferentes casos son:

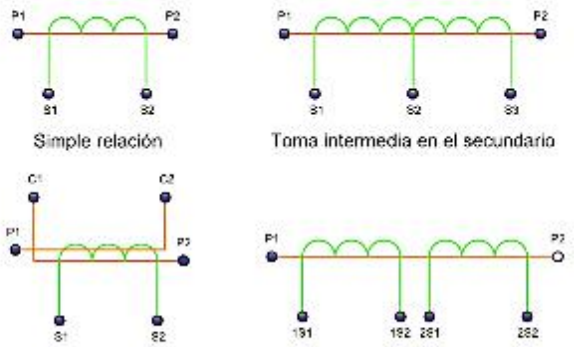


Figura 3.126. *Designación de bornes de TI según IEC.*

Los transformadores de intensidad pueden tener varios núcleos del lado secundario, que se utilizan, al menos uno para medida y el resto de núcleos para protecciones.

Tipos de transformadores de intensidad según su aislamiento

En este apartado se indican los distintos tipos de TI según su aislamiento, como son los de papel-aceite, gas o seco.

a) Aislamiento papel-aceite

En las Figuras 3.127 y 3.128 se puede apreciar un TI con aislamiento de tipo papel-aceite.

1. Compensador de volumen de aceite.
2. Indicador de nivel de aceite.
3. Terminal primario.
4. Núcleos y arrollamientos secundarios.
5. Conductor primario.
6. Conductores secundarios.
7. Aislador (porcelana o silicona).
8. Borna condensadora.
9. Conexión de tierra reforzada.
10. Toma de muestra de aceite.
11. Terminal de puesta a tierra.
12. Caja de terminales secundarios.
13. Toma de medida de la tangente de delta (*).

(*) El transformador dispondrá de una toma de conexión que permita la medida de su aislamiento total interno de papel-aceite (tg δ), con el fin de que esta medida pueda realizarse en el campo.

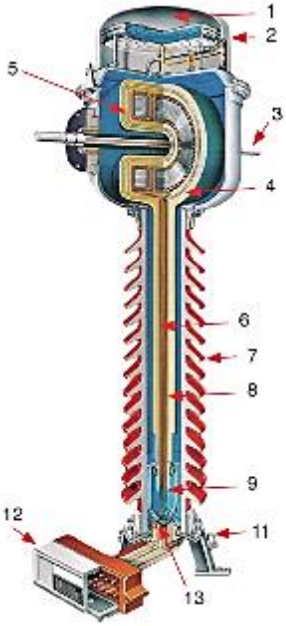


Figura 3.127. *Transformador de intensidad con aislamiento de papel-aceite hasta 800 kV.*

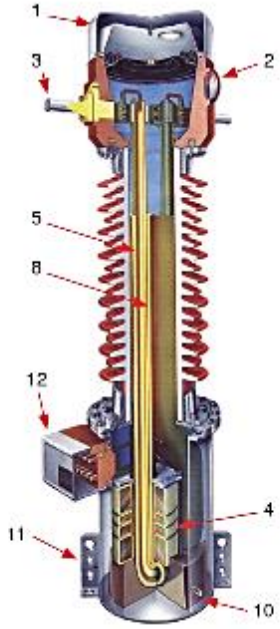


Figura 3.128. *Transformador de intensidad con aislamiento de papel-aceite hasta 145 kV.*

Los transformadores de intensidad (uno por fase) son de relación 100 – 200/5 – 5 A. El TI tiene dos secciones en el arrollamiento primario (doble relación primaria) para su conexión en serie o paralelo. Está diseñado para su conexión en serie (100 A), pero mediante el cambio interno de conexión a paralelo puede funcionar para 200 A. Esto lo hace muy útil a la hora de aumentar potencia de la subestación, ya que no necesitaría cambiar sus conexiones internas.

Figura 3.129. *Transformadores de intensidad con aislamiento de tipo papel-aceite.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

b) Aislamiento en gas

1. Dispositivo liberador de presión.
2. Núcleos y arrollamientos secundarios.
3. Conductor primario.
4. Terminal primario.
5. Electrodo AT.
6. Conductores secundarios.
7. Aislador (porcelana o silicona).
8. Manómetro.
9. Caja de terminales secundarios.
10. Conexión de tierra reforzada.

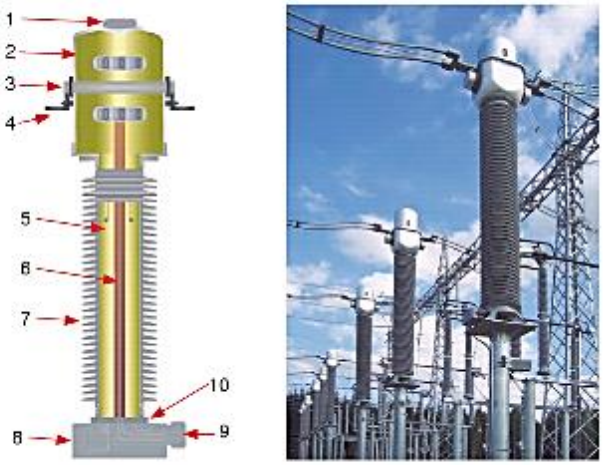
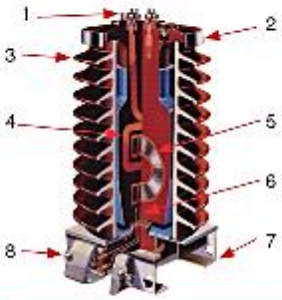


Figura 3.130. *Transformador de intensidad con aislamiento en gas hasta 360 kV. Fuente: Arteche.*

c) Aislamiento de tipo seco



1. Terminal primario.
2. Anillo equipotencial.
3. Aislador (porcelana o silicona).
4. Conductor primario.
5. Núcleos y arrollamientos secundarios.
6. Aislamiento (resina).
7. Terminal de puesta a tierra.
8. Caja de terminales secundarios.

Figura 3.131. *Transformador de intensidad con aislamiento de tipo seco hasta 72,5 kV.*

Figura 3.132. *Transformadores de intensidad de tipo seco.*

Transformadores de intensidad de tipo óptico

En los últimos años se desarrollaron una serie de transformadores de medida como alternativa a los convencionales. Entre ellos destacamos el transformador de medida convencional con salida óptica y los transformadores ópticos que utilizan el efecto Faraday, entre otros.

El transformador de intensidad óptico se basa en el efecto Faraday, que consiste en la rotación del plano de polarización de la luz por la acción de un campo magnético. El ángulo de rotación dependerá de la intensidad del campo magnético y de la longitud recorrida por la señal luminosa bajo la acción de la inducción magnética.

Algunas características del TI óptico son:

- Sensor de intensidad óptico.
- No se satura.
- No requiere mantenimiento.
- Aislamiento sólido y seco, sin necesidad de utilizar aceite ni gas SF6.
- Sin límite de tensión. El sensor óptico puede trabajar a cualquier nivel de tensión, solo estaría limitado por el aislador a utilizar.
- Sirve tanto para medida como para protección.
- Precisión de medida de hasta 0,2S.

En las Figuras 3.133 y 3.134 se muestran transformadores de intensidad de tipo óptico.

Figura 3.133. *Transformador de intensidad de tipo óptico. Fuente: Arteche.*

Figura 3.134. *TI de tipo óptico. Fuente: Arteche.*

Aplicaciones de los TI

Son ideales para instalación en puntos de medida por su muy alta protección y también para la monitorización de la calidad de la onda y medida de armónicos.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Son aptos para su instalación en filtros AC y DC en subestaciones convertidoras para HVDC.

Un ejemplo de aplicación es la protección de líneas y subestaciones de alta tensión.

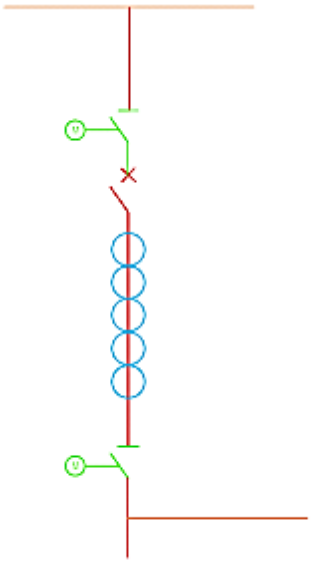


Figura 3.135. *TI para protección de líneas y subestaciones de AT.*

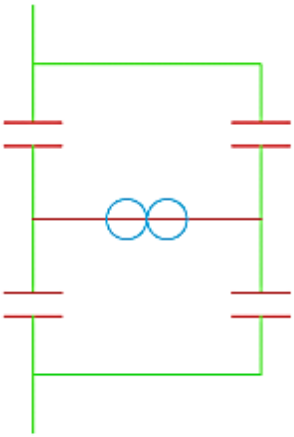


Figura 3.136. *TI para protección de bancos de transformadores.*

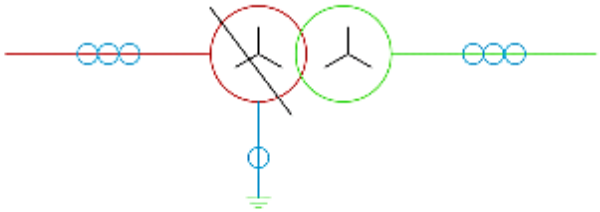


Figura 3.137. *TI para protección de transformadores de potencia.*

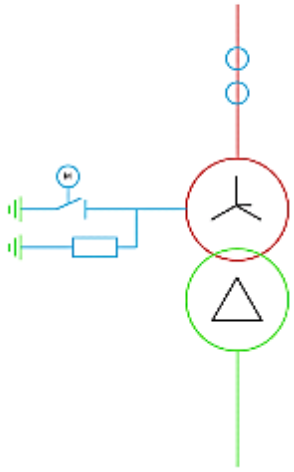


Figura 3.138. *TI de medida para facturación.*

Valores característicos de los TI

En este apartado se analizan los principales valores normalizados que tienen los transformadores de intensidad.

Valores normales de las intensidades primarias asignadas

a) Según la norma IEC (simple relación de transformación): **10** - 12,5 - **15** - **20** - 25 - **30** - 40 - **50** - 60 - **75** A y sus múltiplos o submúltiplos decimales **(valores preferentes).**

b) Según la norma ANSI: 10 - 15 - 25 - 40 - **50** - 75 - 100 - **150** - **200** - **300** - 400 - **600** - **750** - 800 - 1.200 - **1.250** - **1.500** - 2.000 - 2.500 - 3.000 - 4.000 - 5.000 - 6.000 - 8.000 - 12.000 A **(valores más utilizados por las compañías eléctricas).**

Valores normales de las intensidades secundarias asignadas

Los valores normales son **1** A, 2 A y **5 A (valor preferente).**

Nota

Para los transformadores conectados en triángulo, los valores anteriores divididos por $\sqrt{3}$ son asimismo valores normales.

Valores normales de las potencias de precisión

Hasta 30 VA son: 2,5 - 5 - 10 - 15 y 30 VA.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Clase de precisión

a) **Para un TI de medida:** 0,1(laboratorio), 0,2 (laboratorio, patrones, portátiles, contadores de gran precisión), 0,5 (contadores normales y aparatos de medida), 1 (aparatos de cuadro) y 3 y 5 (para usos en los que no se requiere una mayor precisión).

Transformadores de gama extendida: son TI para medida, cuyas características de precisión y calentamiento se extienden a valores de la intensidad primaria, superiores al 120 % de la nominal.

Es normal considerar como límite de la gama el 150 % y el 200 % de la intensidad primaria nominal.

Para aplicaciones especiales, en los TI de clase 0,2 y 0,5 con $Isn = 5$ A puede extenderse la precisión hasta el 1 % de Ipn, pasando las clases de precisión a denominarse 0,2S y 0,5S.

Los límites de error se indican en las siguientes tablas.

Tabla 3.4. Límites de error de intensidad de los TI de medida de clases 0,1; 0,2; 0,5 y 1

Límites de error de intensidad de los transformadores de intensidad para medida (clases 0,1 a 1). Carga secundaria comprendida entre el 25 % y 100 % de la carga de precisión				
Clase de precisión	Error de intensidad en %, ±, para valores de intensidad expresados en % de la intensidad asignada			
	5	20	100	120
0,1	0,4	0,2	0,1	0,1
0,2	0,75	0,35	0,2	0,2
0,5	1,5	0,75	0,5	0,5
1,0	3,0	1,5	1,0	1,0

¿Qué indica que un TI para medida tiene una clase de 0,5 para un valor del 120 %?

Tabla 3.5. Límites de error de intensidad de los TI de medida de clases 0,2S y 0,5S

Límites de error de intensidad de los transformadores de intensidad para medida para aplicaciones especiales (clases 0,2S y 0,5S). Carga secundaria comprendida entre el 25 % y 100 % de la carga de precisión					
Clase de precisión	Error de intensidad en %, ±, para valores de intensidad expresados en % de la intensidad asignada				
	1	5	20	100	120
0,2S	0,75	0,35	0,2	0,2	0,2
0,5S	1,5	0,75	0,5	0,5	0,5

Tabla 3.6. Límites de error de intensidad de los TI de medida de clases 3 y 5

Límites de error de intensidad de los transformadores de intensidad para medida (clases 3 y 5). Carga secundaria comprendida entre el 50 % y 100 % de la carga de precisión		
Clase de precisión	Error de intensidad en %, ±, para valores de intensidad expresados en % de la intensidad asignada	
	50	120
3	3	3
5	5	5

b) **Para un TI de protección:** se caracteriza por un número índice de clase y la letra «P». Después de la letra «P», figura el factor límite de precisión nominal. Las clases normales de precisión son: 5P y 10P.

Otras clases pueden ser PR, PX, TPS, TPX o TPY.

Los valores normales de los factores límite de precisión son: 5 - 10 - 15 - 20 - 30.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Ejemplos:

TI cl. 5P20: clase de precisión con error del 5 % hasta una intensidad 20 veces superior a la nominal.

TI 10 VA - 5P15: cuando está sometido a una intensidad 15 veces mayor que su corriente nominal y que alimenta a su carga nominal (10 VA con *In*) tiene un error garantizado inferior al 5 %.

SABÍAS QUE

- Los secundarios de los TI de medida deben ser precisos para intensidades de carga, pero se deben saturar para intensidades de cortocircuito, con objeto de no dañar los aparatos que alimentan.
- Los secundarios de los TI de protección deben ser precisos para intensidades de cortocircuito, y la precisión importa menos para intensidades de carga.

Carga (Burden): es la impedancia del circuito exterior alimentado por el arrollamiento secundario, expresada en ohmios, con indicación de su factor de potencia. Puede ser indicada también por su factor de potencia y la potencia aparente en VA, que absorbe para la intensidad secundaria nominal. Por ejemplo: potencia de precisión 30 VA para *Isn* = 5 A.

$$Z = \frac{30}{5^2} = 1{,}2\ \Omega$$

Ejemplos de valores característicos de transformadores de intensidad

En este apartado se indican, a modo de ejemplo, una serie de valores característicos de transformadores de intensidad para una tensión más elevada, de hasta 145 kV (Tabla 3.7).

Elección de un transformador de intensidad

A la hora de elegir un TI debemos tener en cuenta lo siguiente:

- La intensidad primaria debe ser la inmediatamente normalizada de la que se va a medir.
- Elegir preferentemente como intensidad secundaria 1 A (cuando la distancia entre el transformador y el aparato de medida es elevada) o 5 A (cuando la distancia entre el transformador y el equipo de medida es pequeña).
- Definir la potencia en VA del transformador, considerando las potencias consumidas por los equipos de medida y la potencia absorbida por el cableado.
- Definir la clase de precisión: depende de la relación de transformación y del consumo del equipo de medida. Se deben consultar tablas de referencia, por ejemplo:

Tabla 3.8. Consumo de los cables que alimentan a los equipos de medida (referencial)

Sección de cobre (mm^2). Resistividad a 70 °C = 0,021 $\frac{\Omega \cdot mm^2}{m}$	Potencias por metro doble (VA)
1	1,05
1,5	0,7
2,5	0,42
4	0,26
6	0,17
10	0,10

Nota: Se considera que la intensidad secundaria del TI es de 5 A.

¿Sabes qué indica esta designación? TI 145 1.250-2.500 5-5-5 Ex 0,5

Tabla 3.7. Valores típicos de transformadores de intensidad

Designación	Intensidad primaria nominal (A)	Intensidad secundaria nominal (A)	Clase de precisión		Potencia de precisión (VA)		Intensidad térmica Iter (kA)
			Medida	Protección	Medida	Protección	
TI 72,5 50-100/5-5-5 Ex 0,2S	50-100	5-5-5	0,2S	——	10	——	≥ 31,5
TI 145 150-300/5-5-5 Ex 0,2S	150-300	5-5-5	0,2S	——	10	——	> 40
TI 52 600-1.200/5-5 Ex 5P20	600-1.200	5-5	——	5P20	——	30	≥ 31,5
TI 145 400-800/5-5 Ex 0,5	400-800	5-5	0,5	——	30	——	> 40

Ex = Exterior
In = Interior

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

SABÍAS QUE

Cuando los aparatos no se instalen cerca de los transformadores de medida, se determinará el dimensionado de los conductores que constituyen los circuitos secundarios para evitar la introducción de errores en la medida, de forma que no se sobrepase la carga de precisión de los transformadores, y que en los cables de conexión a los transformadores de tensión no se produzca una caída de tensión superior al 1 por 1000 en el cableado desde el transformador al contador.

Tabla 3.9. Determinación de la clase de precisión (referencial)

Relación Ip/5 A	Potencia (VA). Clase de precisión		
	0,5	1	3
40 A	——	——	1
50 A	——	1,25	1,5
75 A	——	1,5	2,5
100 A	2	2,5	3,5
125 A	2,5	3,5	4

Ejemplo de utilización:

En la fila de 50 A de la tabla se debe interpretar el resultado de la siguiente forma: cualquier TI con relación de transformación 50/5 presentará una clase de precisión 1 siempre que el consumo del equipo de medida sea inferior a 1,25 VA. Para consumos del equipo superiores a 1,25 VA e inferiores a 1,5 VA, el TI presentará una clase de precisión 3.

Ejemplo 3.6

La instalación dispone de un equipo de medida de consumo 0,55 VA. La distancia es de 3 metros de cables dobles de 2,5 mm^2 (los cables son los que figuran en la Tabla 3.8). La intensidad máxima a medir es de 71 A.

a) ¿Qué TI se escogería si no se requiere una clase de precisión específica?

b) ¿Qué clase de precisión se obtendrá con el TI escogido?

c) ¿Qué TI se debe escoger para obtener una clase de precisión 0,5?

Respuesta:

a) Se escoge aquel cuya intensidad primaria sea inmediatamente superior a la intensidad máxima que se desea medir. En este caso un TI 75/5 A.

b) El consumo de los cables es de 3 × 0,42 = 1,26 VA. Por tanto, el consumo total será de 0,55 + 1,26 = 1,81 VA.

Observando la tabla, en la fila de 75 A vemos que para una clase 1 el consumo deberá ser menor de 1,5 VA. Dado que el consumo real es de 1,81 A, se obtendrá una clase 3, que corresponde a un consumo máximo de 2,5 VA.

c) Para obtener una clase 0,5 se debe escoger un TI de 100/5 A, siempre que el consumo no sea superior a 2 VA.

Ejemplo 3.7

Se desea conocer la longitud máxima entre el TI y los aparatos de medida, para que no existan errores por pasar de su potencia de precisión.

Potencia de precisión del TI = 50 VA.

El cable es de una sección de 4 mm^2.

La corriente nominal secundaria es de 5 A.

Los equipos de medida son:

2 contadores = 3 VA.

1 vatímetro = 4 VA.

1 amperímetro = 2 VA.

1 fasímetro = 15 VA.

Tenemos que el cable de 4 mm^2 tiene una potencia de consumo de 0,26 VA. Por tanto, la potencia total es de 24 VA. La longitud máxima es:

$$Lm = \frac{50 - 24}{0{,}26} = 100 \text{ m}$$

PRECAUCIÓN IMPORTANTE

Nunca se debe abrir el secundario de un TI cuando el primario está bajo tensión. Ante una intervención sobre el circuito secundario, los bornes secundarios del TI deben estar cortocircuitados.

¿Por qué debemos cortocircuitar el secundario de un TI cuando el primario está bajo tensión?

En los centros de transformación (CT) los TI se cortocircuitan en la regleta de verificación a través de unos puentes.

En la Figura 3.139 se puede apreciar una regleta de verificación con los puentes para cortocircuitar los secundarios de los TI.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Figura 3.139. *Regleta de verificación con los puentes (color azul) para cortocircuitar los secundarios de los TI.*

También se utiliza el llamado *limitador de tensión*, sobre todo para TI con una elevada intensidad primaria, que sirve para proteger al transformador contra la apertura inoportuna o fortuita del circuito secundario. El limitador solo sirve una vez y no se rearma. Se comporta como si fuese un fusible.

Cuando el primario del TI esta en tensión, en el secundario se produce una sobretensión que puede ser peligrosa para las personas y además destruir el transformador.

Figura 3.140. *TI con limitador de sobretensión. Fuente: Rs Isolsec.*

Figura 3.141. *TI con junta de dilatación.*

Realmente lo que ocurre es que, como por el primario del TI puede circular una corriente alta, si la del secundario no fuese también alta no existiría compensación entre ambas corrientes y, por tanto, el magnetismo resultante sería grande y saturaría el núcleo, produciéndose su destrucción.

Si el secundario está unido a un amperímetro (valor bajo de resistencia) ya obtenemos una corriente secundaria alta (cortocircuito) que compensa a la primaria.

Para absorber las dilataciones en las barras debido a los cambios de temperatura, algunos equipos llevan las llamadas juntas de dilatación.

Puesta a tierra

Todas las partes metálicas de un TI que no estén bajo tensión deben ser puestas a tierra.

Asimismo, hay que poner a tierra un punto del circuito o circuitos secundarios, o separarse de los circuitos primarios mediante pantallas metálicas puestas a tierra. Esta puesta a tierra deberá hacerse directamente en las bornas secundarias, o lo más cerca posible de los terminales secundarios de los trafos. Si la puesta a tierra es necesaria en otros puntos, debe ser imposible desconectarla involuntariamente. La sección mínima en conductores de cobre será de 2,5 mm^2 si el conductor de tierra está mecánicamente protegido, y de 4 mm^2 si no lo está.

3.4.2. Transformadores de tensión (TT)

Transformadores de medida en los que la tensión secundaria es, en las condiciones normales de empleo, prácticamente proporcional a la tensión primaria y desfasada con relación a esta un ángulo próximo a cero, para un sentido apropiado de las conexiones.

Se conectan en paralelo con el circuito principal. Por el primario apenas circula intensidad. Todos los arrollamientos secundarios están bobinados sobre el mismo núcleo. El arrollamiento primario puede conectarse: fase-tierra o fase-fase.

Pueden utilizarse para medida (aparatos de medida) o para protección (relés de protección).

Si un transformador de tensión (TT) va a ser utilizado para medida y para protección, normalmente no es necesario que existan dos arrollamientos separados como en los TI, salvo que se desee una separación galvánica. Por ello, en la norma IEC, a los TT para protección se les exige también que cumplan una clase de precisión como TT de medida.

¿Qué problema se presenta si se mide directamente la tensión y la intensidad con valores elevados?

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Figura 3.142. *Transformadores de tensión (TT). Fuente: Arteche.*

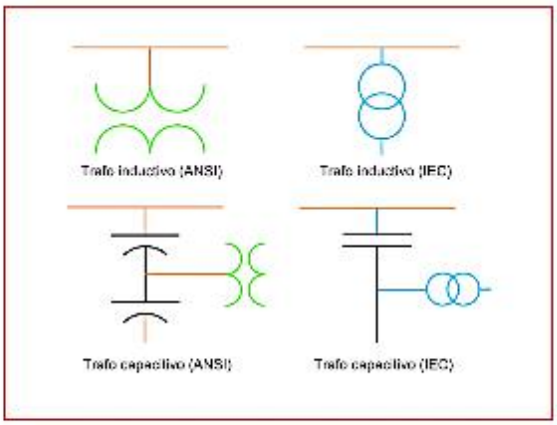


Figura 3.143. *Símbolos de un TT.*

Arrollamiento de tensión residual: es el destinado a formar un triángulo abierto (junto con los correspondientes arrollamientos de otros dos transformadores monofásicos), para suministrar una tensión residual en el caso de falta a tierra.

RECUERDA

En los transformadores de intensidad, la corriente secundaria depende de la corriente primaria. La carga primaria es independiente de la corriente secundaria.

En los transformadores de tensión, la corriente secundaria es independiente de la corriente primaria. La intensidad es dependiente de la carga.

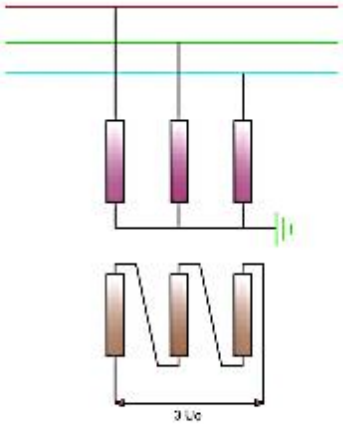


Figura 3.145. *Conexión triángulo abierto para obtener tensión residual.*

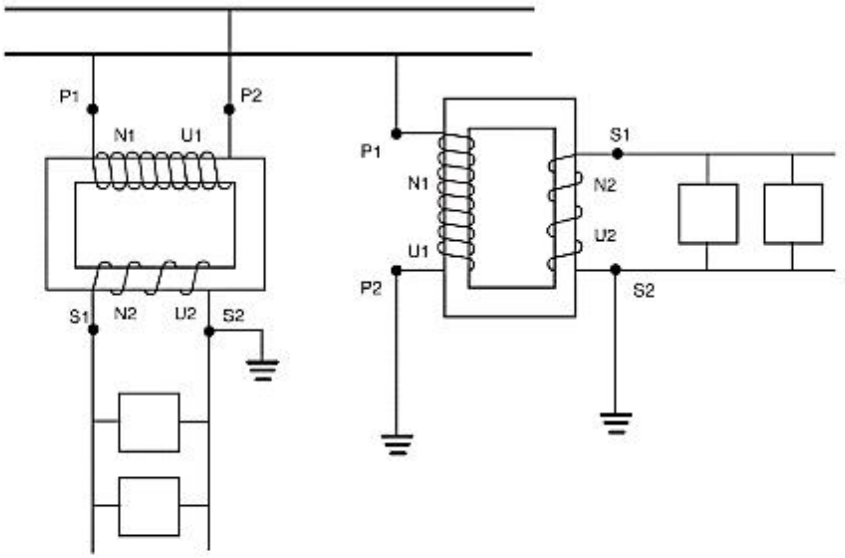


Figura 3.144. *TT entre fases, y entre fase y tierra.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Designación de bornes

En la Figura 3.146 se indica la designación de bornes de los transformadores de tensión de tipo inductivo.

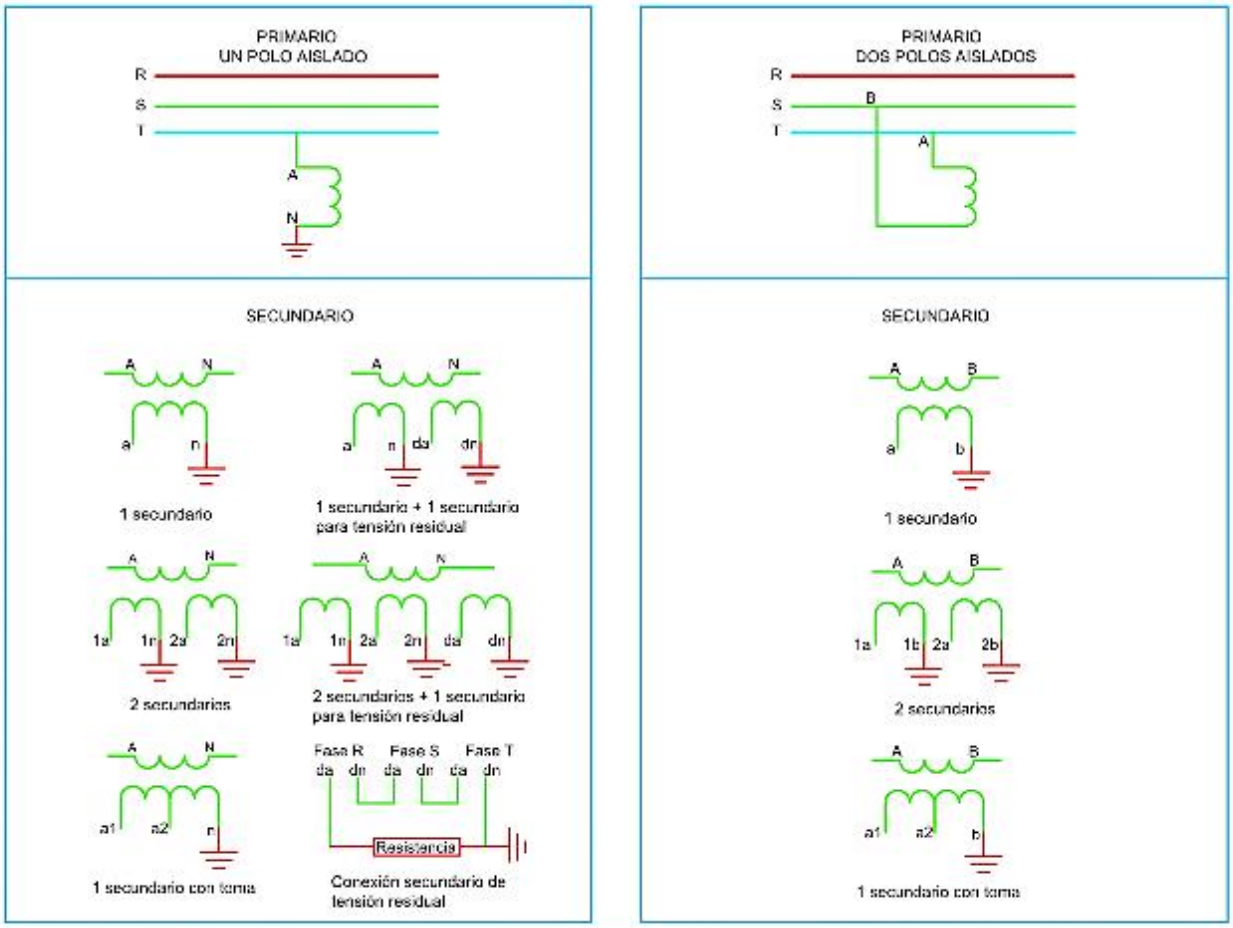


Figura 3.146. *Designación de bornes de transformadores de tensión.*

Tipos de transformadores de tensión

En este apartado se analizan los distintos tipos de TT, como pueden ser los de tipo inductivo o de tipo capacitivo. También se presentan los elementos relacionados de alguna forma con estos transformadores, como pueden ser los condensadores de acoplo o las bobinas de bloqueo.

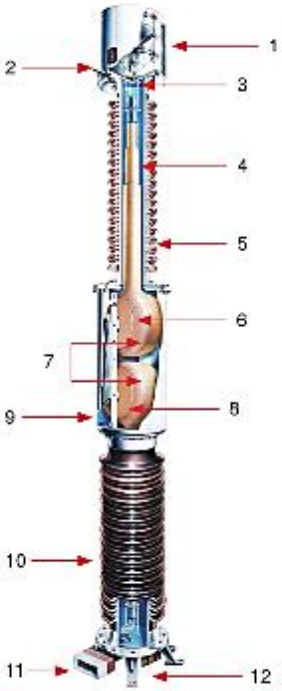
Transformadores de tensión de tipo inductivo y aislamiento papel-aceite

En la Figura 3.148 se pueden apreciar las partes características de un TT de este tipo, para una tensión superior a 362 kV.

Figura 3.147. *TT de tipo inductivo. Fuente: Arteche.*

© Ediciones Paraninfo

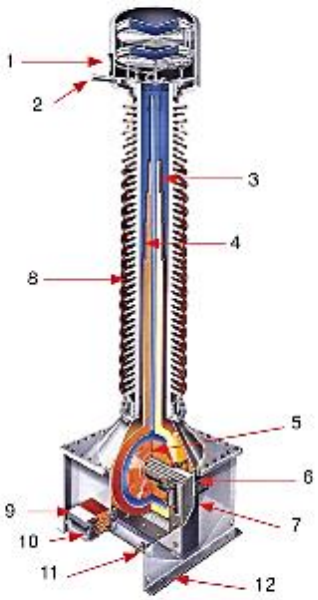
CamScanner



1. Indicador de nivel de aceite.
2. Terminal primario.
3. Compensador de volumen de aceite.
4. Borna condensadora.
5. Aislamiento papel-aceite.
6. Arrollamiento de compensación.
7. Arrollamiento primario.
8. Arrollamientos secundarios.
9. Núcleo.
10. Aislamiento (porcelana o silicona).
11. Caja de terminales secundarios.
12. Terminal de puesta a tierra.

Figura 3.148. *TT de tipo inductivo para una tensión > 362 kV. Fuente: Arteche.*

En la Figura 3.149 se pueden apreciar las partes características de un TT de este tipo, para una tensión inferior a 300 kV.



1. Indicador de nivel de aceite.
2. Terminal primario.
3. Borna condensadora.
4. Aislamiento papel-aceite.
5. Arrollamientos primarios.
6. Arrollamientos secundarios.
7. Núcleo.
8. Aislamiento (porcelana o silicona).
9. Toma de medida de tangente delta (tg δ).
10. Caja de terminales secundarios.
11. Toma de muestras de aceite.
12. Terminal de puesta a tierra.

Figura 3.149. *TT de tipo inductivo para una tensión < 300 kV. Fuente: Arteche.*

¿Qué elementos distingues en esta figura de los que hemos analizado hasta ahora?

Figura 3.150. *Subestación con varios elementos de medida y protección. Fuente: Elinsa.*

Figura 3.151. *Transformadores de tensión de una subestación.*

Transformadores combinados con aislamiento de papel-aceite

Los transformadores combinados de medida contienen en su interior un transformador de intensidad y un transformador de tensión inductivo.

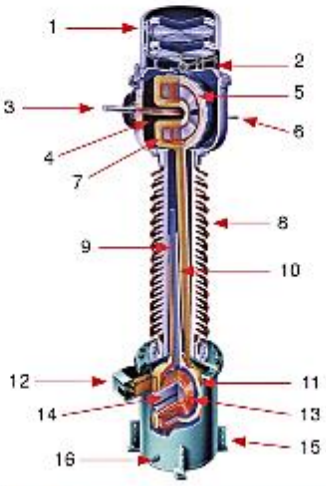
Su aplicación es, por tanto, la misma que la de los aparatos de que consta; separa del circuito de alta tensión los instrumentos de medida, contadores y relés, entre otros, y reduce las intensidades y tensiones a valores manejables y proporcionales a las primarias originales.

Están especialmente estudiados para ser instalados en obras que, por espacio o coste, no permiten utilizar aparatos independientes.

En la Figura 3.152 se pueden apreciar las partes características de un transformador combinado de medida.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner



1. Compensador de volumen de aceite.
2. Indicador de nivel de aceite.
3. Terminal primario (P1).
4. Conductor primario de TI.
5. Bobinado secundario de TI.
6. Terminal primario (P2).
7. Núcleos de TI.
8. Aislamiento (porcelana o silicona).
9. Borna condensadora TT.
10. Borna condensadora TI.
11. Bobinado primario de TT.
12. Caja de terminales de secundarios.
13. Bobinado secundario de TT.
14. Núcleo de TT.
15. Terminal de puesta a tierra.
16. Toma de muestras de aceite.

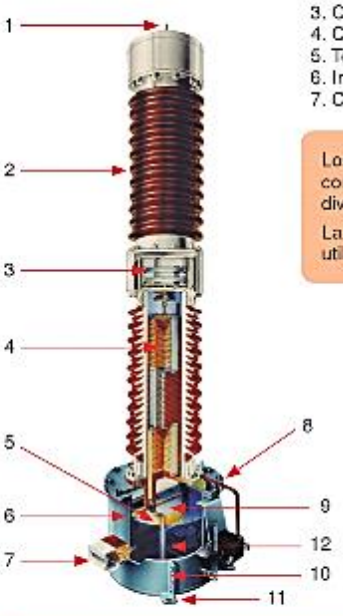
Figura 3.152. *Transformador de medida combinado hasta 245 kV. Fuente: Arteche.*

Transformadores de tensión de tipo capacitivo y condensadores de acoplamiento

Los transformadores de tensión de tipo capacitivo separan del circuito de alta tensión los instrumentos de medida, contadores, relés y protecciones, entre otros, y reducen las tensiones a valores manejables y proporcionales a las primarias originales, con la posibilidad de transmitir señales de alta frecuencia (telemando) a través de las líneas de alta tensión (onda portadora).

Los transformadores de tensión de tipo capacitivo están diseñados para su uso en sistemas de alta tensión hasta 765 kV, para medida de tensión, medida de potencia, relés de protección, equipos de sincronización, transmisión de señales de alta frecuencia a través de las líneas y reducción de los picos de tensión.

Las partes características de un TT de tipo capacitivo se pueden apreciar en la Figura 3.153.



1. Terminal primario.
2. Aislador (cerámico o silicona).
3. Compensadores de volumen de aceite.
4. Condensadores.
5. Toma de tensión intermedia.
6. Indicador de nivel de aceite.
7. Caja de terminales secundarios.
8. Terminal de alta frecuencia para la señal de onda portadora.
9. Transformador de tensión de tipo inductivo.
10. Toma de muestras de aceite.
11. Terminal de puesta a tierra.
12. Accesorios de carrier.

Los TT de tipo capacitivo se componen básicamente de un divisor de tensión capacitivo con varios condensadores conectados en serie. Un transformador de tensión de tipo inductivo se conecta a este divisor de cuya salida se toma la tensión de medida correspondiente.

La ventaja de estos transformadores es la de tipo económico, y además los condensadores pueden utilizarse al mismo tiempo para el acoplamiento de líneas de frecuencia portadora de telecomunicaciones.

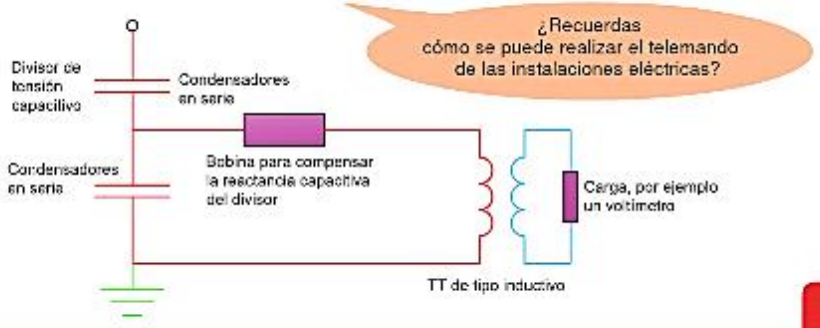
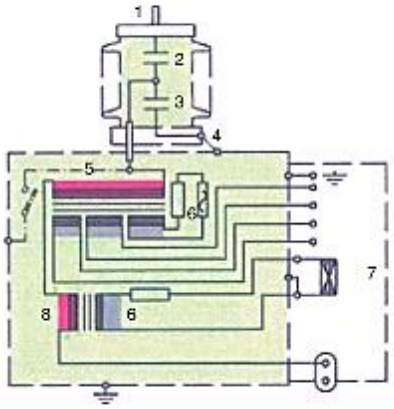


Figura 3.153. *Partes características de un TT de tipo capacitivo.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner



1. Terminal primario.
2. Condensadores.
3. Condensadores.
4. Terminal de alta frecuencia.
5. Transformador de tensión inductivo.
6. Circuito de supresión de ferrorresonancia.
7. Caja de bornes secundarios.
8. Reactancia de compensación.

¿Sabes qué es la ferrorresonancia?

Figura 3.154. *Estructura interna de un TT de tipo capacitivo. Fuente: Arteche.*

En la Figura 3.154 se pueden apreciar los TT de tipo capacitivo de una subestación eléctrica, así como su parte interna detallada.

Los *condensadores de acoplamiento* (divisor capacitivo de tensión) sirven como acoplamiento de señales de comunicación de alta frecuencia y corresponden a la parte capacitiva de un transformador de tensión capacitivo.

Las *bobinas de bloqueo* (trampas de onda) sirven para dirigir las señales de comunicación de alta frecuencia por las líneas deseadas, bloqueando las demás líneas para evitar pérdidas de señal.

Figura 3.155. *Bobina de bloqueo.*

Figura 3.156. *Conexión de una bobina de bloqueo.*

El principio de la transmisión de señales de alta frecuencia por las mismas líneas eléctricas que transportan la señal de 50 Hz consiste en instalar equipos formados por bobinas de bloqueo y condensadores de acoplamiento. Las bobinas de bloqueo también se conocen como trampas de onda de alta frecuencia.

¿Por las líneas de las compañías eléctricas se pueden transmitir señales de telefonía o Internet?

En la Figura 3.157 se puede apreciar un conjunto de bobina de bloqueo y de condensador.

El principio de funcionamiento se indica en la Figura 3.158.

RECUERDA

Una bobina ($X_L = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot L$) presenta gran resistencia (no deja pasar) a las señales de alta frecuencia (A. F.) y presenta baja resistencia (deja pasar) a las señales de baja frecuencia (B. F.) como la de 50 Hz.

Un condensador $X_C = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot f \cdot C}$ presenta una gran resistencia (no deja pasar) a las señales de baja frecuencia (B. F.) como la de 50 Hz y presenta baja resistencia (deja pasar) a las señales de alta frecuencia (A. F.).

ENLACES WEB

En el siguiente enlace puedes ver instalaciones de subestaciones eléctricas con bobinas de bloqueo:

http://fotosdeelectricidad.es/?page_id=747

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Figura 3.157. *Equipo para telemando por onda portadora.*

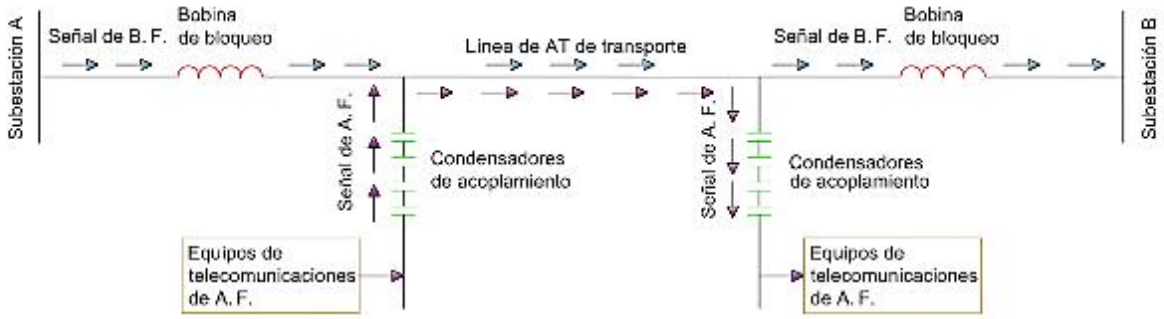


Figura 3.158. *Principio de funcionamiento del telemando por onda portadora con bobina de bloqueo y condensador de acoplamiento.*

El principio de funcionamiento sería el mismo si utilizamos bobina de bloqueo y TT de tipo capacitivo.

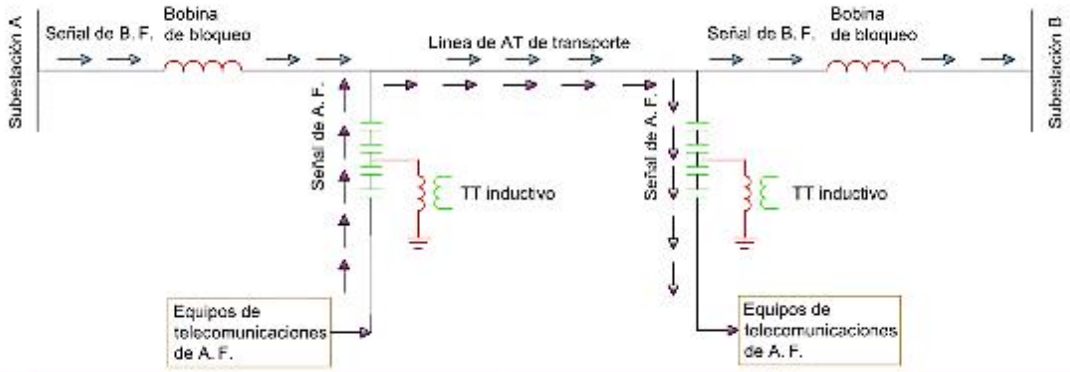


Figura 3.159. *Principio de funcionamiento del telemando por onda portadora con bobina de bloqueo y TT inductivo.*

SABÍAS QUE

El rango de frecuencias que normalmente se usa en el sistema de telemando por onda portadora está comprendido entre 30-500 kHz.

Los condensadores de acoplamiento son como transformadores de tensión de tipo capacitivo, pero en los que no existe el transformador de tensión de tipo inductivo.

Las distintas partes de una bobina de bloqueo se indican en la Figura 3.160.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

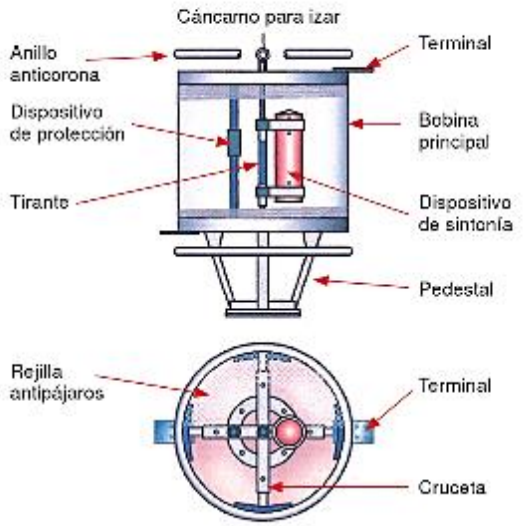
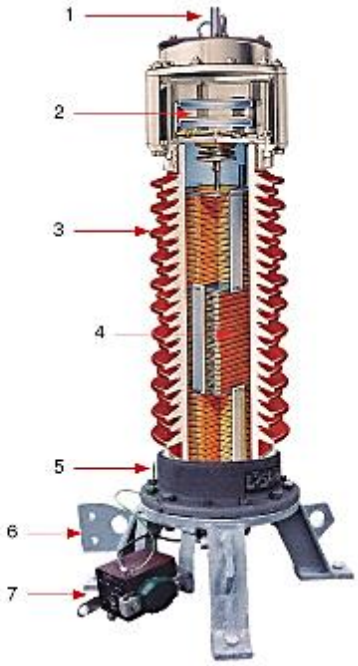


Figura 3.160. *Partes características de una bobina de bloqueo. Fuente: Areva.*

En la Figura 3.161 se indican las partes características de los condensadores de acoplamiento con aislamiento en aceite.



1. Terminal primario.
2. Compensadores de volumen de aceite.
3. Aislador (cerámica o silicona).
4. Condensadores.
5. Terminal de alta frecuencia.
6. Terminal de puesta a tierra.
7. Accesorios de carrier.

Figura 3.161. *Partes características de un condensador de acoplamiento. Fuente: Arteche.*

En la Figura 3.162 se puede apreciar una bobina de bloqueo sobre un condensador de acoplamiento.

Figura 3.162. *Condensador de acoplamiento.*

Transformadores de tensión para servicios auxiliares

Este tipo de transformadores de tensión permiten obtener un suministro de energía en baja tensión de varios kVA directamente de una línea de alta tensión.

Combinan los beneficios de un transformador de tensión con aplicaciones de un transformador de distribución.

Se suelen fabricar con aislamiento papel-aceite (hasta 362 kV) y aislamiento de gas (hasta 500 kV).

Las principales aplicaciones son:

- Alimentación de servicios auxiliares de subestaciones.
- Alimentación de sistemas de telecomunicaciones.
- Electrificación rural de poblados aislados.
- Alimentación temporal (construcción de subestaciones y parques eólicos, entre otros) y suministro de emergencia durante catástrofes naturales.

Figura 3.163. *Transformador de tensión para servicios auxiliares. Fuente: Arteche.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Transformadores de tensión para subestaciones blindadas (GIS)

Los transformadores de tensión aislados en gas se dividen en dos tipos: monofásicos y trifásicos.

Un TT aislado en gas está compuesto de tres unidades encapsuladas en un depósito. Ambos tipos de TT aislados en gas están conectados a la GIS a través de un aislador.

Existe una válvula de entrada para el gas SF6 en la parte lateral del depósito. El gas fluye entre el TT aislado en gas y la GIS a través de esta válvula en funcionamiento. Es por ello que, generalmente, el TT aislado en gas dispone de dispositivos de monitorización para las fugas y la presión del gas.

¿Recuerdas para qué sirven los TT?

Figura 3.164. *Subestación GIS.*

Para el bobinado se utilizan cables eléctricos resistentes al calor con revestimiento de resina sintética, y una película de plástico con alta resistencia dieléctrica.

La tensión nominal primaria de estos TT suele ser, en kV, de entre $66/\sqrt{3}$ hasta $735/\sqrt{3}$.

Las conexiones típicas de los mismos se muestran en la Figura 3.165.

Transformadores de intensidad para subestaciones blindadas (GIS)

El transformador de intensidad protege al sistema mediante la detección de cualquier corriente anormal en la línea y la medición de la corriente. No es necesario el aislamiento de alta tensión, ya que se trata de una puesta a tierra en ambos extremos del interruptor y aislados por el primer conductor y el gas SF6.

Figura 3.166. *Trafo de intensidad de subestación GIS. Fuente: Chint.*

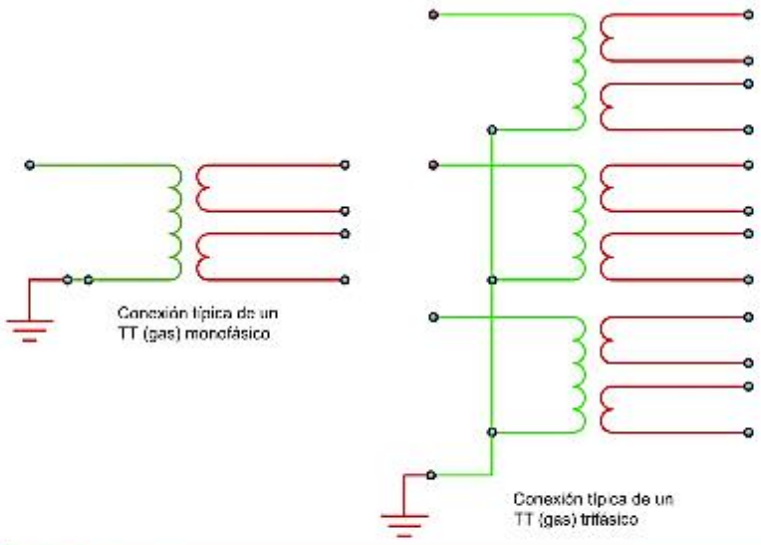


Figura 3.165. *Conexiones típicas de un TT aislado en gas para GIS. Fuente: Arteche.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Aplicaciones de los TT y de los transformadores combinados

Son ideales para instalación en puntos de medida por su muy alta protección.

Los TT capacitivos ayudan a la reducción de los picos de tensión en la línea.

Los TT inductivos tienen una excelente respuesta frecuencial, ideal para monitorización de la calidad de la onda y medida de armónicos.

Algunos ejemplos de aplicación son:

Transformadores de tensión de tipo inductivo

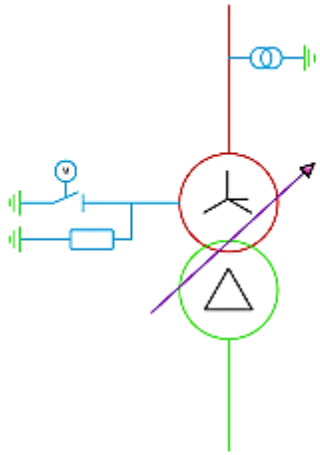


Figura 3.167. *TT de tipo inductivo para medida de facturación.*

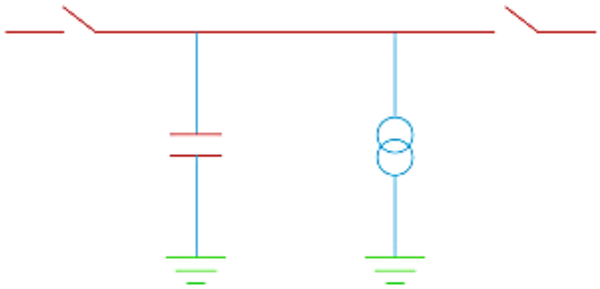


Figura 3.168. *TT de tipo inductivo para descarga de líneas y bancos de condensadores.*

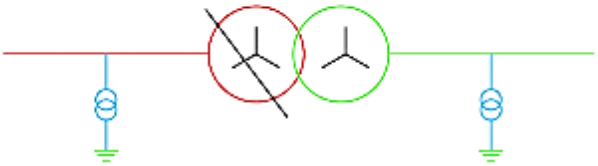


Figura 3.169. *TT de tipo inductivo para protección de líneas y subestaciones de alta tensión.*

El TT de tipo inductivo también se suele utilizar como transformador de servicios auxiliares de la propia subestación.

Transformadores de tensión de tipo capacitivo

Figura 3.170. *TT de tipo capacitivo para protección de líneas y subestaciones de alta tensión.*

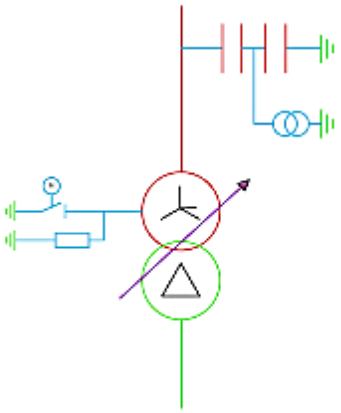


Figura 3.171. *TT de tipo capacitivo para medida de facturación.*

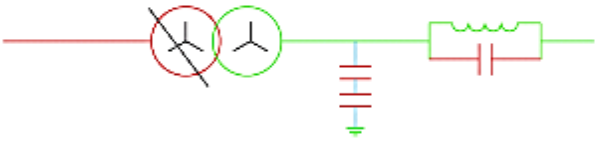


Figura 3.172. *TT de tipo capacitivo para transmisión de señales de alta frecuencia.*

SABÍAS QUE

Cuando una línea de alta tensión queda aislada por la apertura de los interruptores, la energía capacitiva almacenada en ella puede ser causa de sobretensiones al producirse el reenganche.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Transformadores de tipo combinado

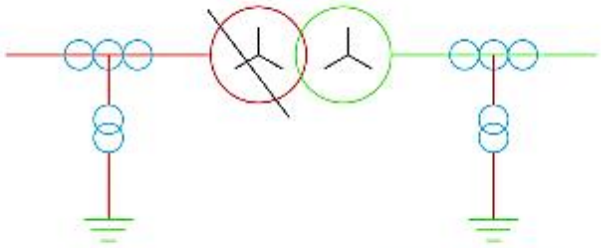


Figura 3.173. *Transformador combinado para protección de líneas y subestaciones de alta tensión.*

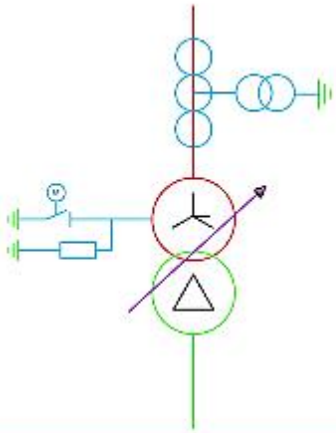


Figura 3.174. *Transformador combinado para medida de facturación.*

ENLACES WEB

En los siguientes enlaces puedes ver transformadores de medida y protección:
http://www.arteche.com
http://electrotaz.com

Valores característicos de los TT

Valores normales de las tensiones primarias asignadas

a) Según la norma IEC: los valores normales de la tensión primaria de los transformadores trifásicos y de los transformadores monofásicos para la utilización en una red monofásica, o entre fases de una red trifásica, se elegirán entre los valores normales de las tensiones asignadas de la red.

   Los valores normales de la tensión primaria asignada de los transformadores monofásicos utilizados entre una fase de una red trifásica y tierra, o entre el neutro de la red y tierra, son los valores normales de las tensiones de la red divididos por $\sqrt{3}$.

b) Según la norma ANSI: se indican otros valores, existiendo 5 grupos de TT.

   — Grupo 1: transformadores que pueden instalarse entre fases en una red de tensión Up, o entre fase y tierra en una red de tensión $\sqrt{3}$ Up.

   — Grupo 2: transformadores que pueden instalarse entre fases o entre fase y tierra, ambos en una red de tensión Up.

   — Grupos 3, 4 y 5: transformadores que solamente pueden instalarse entre fase y tierra.

Valores normales de las tensiones secundarias asignadas

Los valores de la tensión secundaria asignada deben ser elegidos según la práctica del lugar donde el transformador será utilizado. Los valores indicados a continuación se consideran como los valores normales para los transformadores monofásicos utilizados en las redes monofásicas o montados entre fases de redes trifásicas:

a) En Europa: 100 V, 110 V y 200 V (en los circuitos secundarios extendidos).

b) En Estados Unidos y Canadá: 120 V (para redes de distribución), 115 V (para redes de transporte) y 230 V (para circuitos secundarios extendidos).

Figura 3.175. *Transformadores de medida.*

SABÍAS QUE

A partir de una determinada tensión (unos 72,5 kV) todos los TT son de tipo fase-tierra.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Para los transformadores monofásicos destinados a ser montados entre fase y tierra en las redes trifásicas, en los cuales la tensión primaria asignada es un número dividido por $\sqrt{3}$, la tensión secundaria asignada debe ser uno de los valores mencionados anteriormente dividido por $\sqrt{3}$, con el fin de conservar el valor de la relación de transformación asignada.

Nota

Las tensiones del arrollamiento secundario, destinado a ser conectado en triángulo abierto con arrollamientos similares para suministrar una tensión residual, se muestran en la Tabla 3.10.

¿Recuerdas qué es la conexión en triángulo abierto?

Tabla 3.10. Tensiones asignadas del arrollamiento secundario de tensión residual

Valores preferentes (V)		Otros valores no preferentes (V)
100	110	200
$\frac{100}{\sqrt{3}}$	$\frac{110}{\sqrt{3}}$	$\frac{200}{\sqrt{3}}$
$\frac{100}{3}$	$\frac{110}{3}$	$\frac{200}{3}$

Valores normales de la potencia de precisión

Para un factor de potencia de 0,8 (circuito inductivo) son:

10 - 15 - **25** - 30 - **50** - 75 - **100** - 150 - **200** - 300 - 400 - **500** VA **(valores preferentes).**

Clase de precisión:

a) Para un TT de medida: 0,1 (laboratorio), 0,2 (laboratorio, patrones, portátiles, contadores de gran precisión), 0,5 (contadores normales y aparatos de medida), 1 (aparatos de cuadro) y 3 (para usos en los que no se requiere una mayor precisión).

Los límites del error de tensión se indican en la Tabla 3.11.

Tabla 3.11. Límites de error de tensión de los TT de medida

Límites de error de tensión de los transformadores de tensión para medida. Tensión comprendida entre el 80 % y el 120 % de la tensión asignada y una carga comprendida entre el 25 % y el 100 % de la carga de precisión, con un factor de potencia de 0,8 (inductivo)

Clase de precisión	Error de tensión (relación) en % ±
0,1	0,1
0,2	0,2
0,5	0,5
1,0	1,0
3,0	3,0

¿Qué indica que un TT para medida tiene una clase de 0,5?

b) Para un TT de protección: se caracteriza por un número índice de clase y la letra «P». Las clases normales de precisión son: 3P y 6P.

Es el límite del error de relación para cualquier tensión entre el 5 % de la tensión nominal y la tensión correspondiente al factor de tensión. Al 2 % de la tensión nominal, los errores admisibles son el doble de los especificados para el 5 % de la tensión asignada.

La clase de precisión del arrollamiento secundario para tensión residual deber ser de 6P.

Carga (Burden): es la impedancia del circuito exterior alimentado por el arrollamiento secundario, expresada en ohmios, con indicación de su factor de potencia. Puede ser indicada también por su factor de potencia y la potencia aparente en VA, que absorbe para la intensidad secundaria nominal. Por ejemplo: potencia de precisión 30 VA para $Isn = 5$ A.

$$Z = \frac{30}{5^2} = 1{,}2\ \Omega$$

Ejemplos de valores característicos de transformadores de tensión

En este apartado se indica una serie de valores característicos de transformadores de tensión para una tensión más elevada de 72,5 kV.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Tabla 3.12. Valores típicos de transformadores de tensión

Designación	Tensión nominal de red (V)	Tensión más elevada Un (kV)	Tensión primaria nominal (V)	Tensión secundaria nominal (V)	Clase de precisión		Potencia de precisión (VA)	
					Medida	Protección	Medida	Protección
TT 11.000/110-110 EX 0,2	11.000	12	$11.000/\sqrt{3}$	$110/\sqrt{3}$ - $110/\sqrt{3}$	0,2	3P	15	50
TT 13.200/110-110 EX 0,2	13.200	17,5	$13.200/\sqrt{3}$					
TT 16.500/110-110 EX 0,2	15.000	17,5	$16.500/\sqrt{3}$					
TT 22.000/110-110 EX 0,2	20.000	24	$22.000/\sqrt{3}$					
TT 44.000/110-110 EX 0,2	44.000	52	$44.000/\sqrt{3}$					
TT 66.000/110-110 EX 0,2	66.000	72,5	$66.000/\sqrt{3}$					

¿Sabes qué indica esta designación?
TT 66.000/110-110 Ex 0,2 - 3P

Caída de tensión en el circuito de tensión

En el dimensionado de la sección del conductor hay que tener en cuenta la caída de tensión producida hasta el equipo de medida o protección. Como se indicó anteriormente, no debe sobrepasar el 1 por 1.000 en el cableado desde el transformador al contador.

PRECAUCIÓN IMPORTANTE

Los TT nunca deben ser cortocircuitados en el lado secundario. La intensidad secundaria está limitada únicamente por la impedancia interna del TT, por lo que el tiempo que puede funcionar el TT en estas condiciones es muy breve. En algunas normas se exige que este tiempo sea como mínimo de 1 segundo.

Se puede proteger el TT con fusibles o interruptores colocados en el secundario, pero hay que tener en cuenta que un fallo en estos elementos puede dar lugar al funcionamiento intempestivo del sistema de protección de la subestación.

Ferrorresonancia

Es un fenómeno oscilatorio que genera sobretensiones importantes debido al acoplamiento (bobina-condensador) entre el TT y la red eléctrica. Este fenómeno es más frecuente en los TT de tipo capacitivo. En el caso de los TT de tipo inductivo prácticamente se elimina conectando uno de los circuitos secundarios en triángulo abierto y cargado por una resistencia de valor adecuado.

Los conmutadores trifásicos y monofásicos, los fusibles fundidos y los conductores rotos pueden producir sobretensión cuando se produce ferrorresonancia entre la impedancia de magnetización de un transformador y la capacitancia del sistema de la fase o fases aisladas. Por ejemplo, la capacitancia podría ser tan simple como la longitud del cable conectado al bobinado desencajado de un transformador.

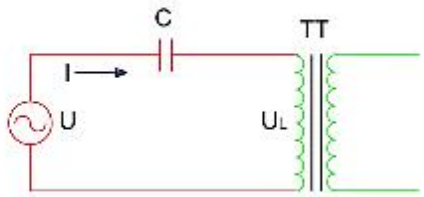


Figura 3.176. *Ferrorresonancia en serie.*

El acoplamiento entre bobina y condensador puede ser en serie (ferrorresonancia en serie) o en paralelo (ferrorresonancia en paralelo).

La ferrorresonancia en serie se produce en los TT de tipo capacitivo. También puede aparecer en una red trifásica con neutro a tierra con una fase abierta si la capacidad es elevada.

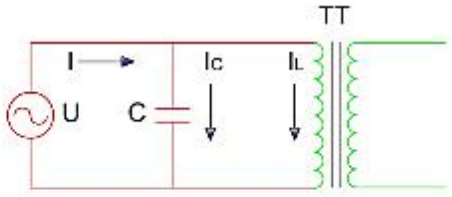


Figura 3.177. *Ferrorresonancia en paralelo.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

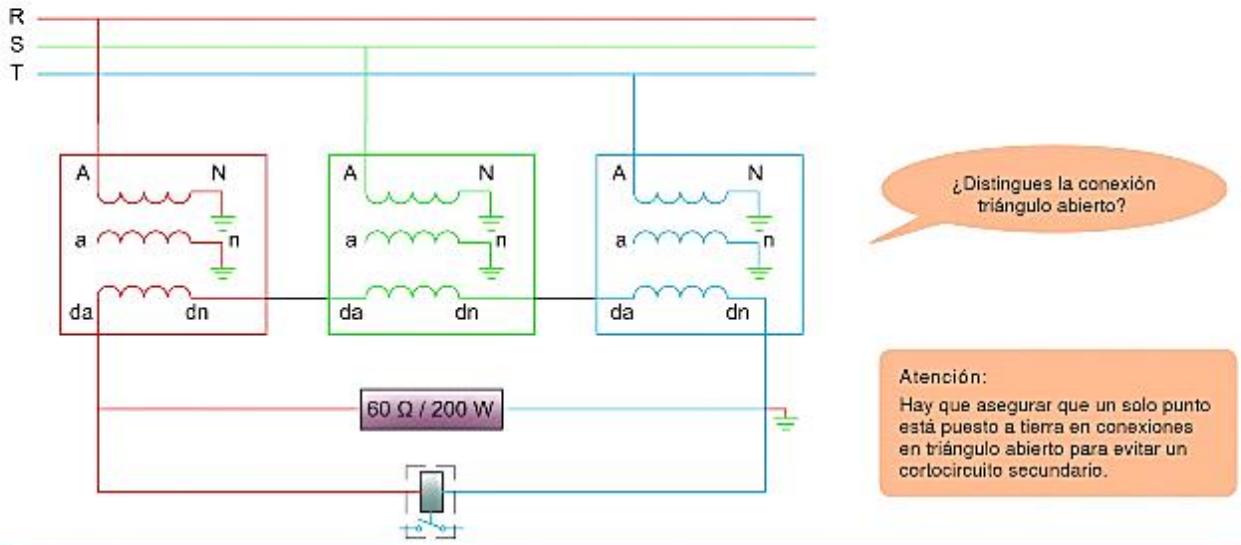


Figura 3.178. *Amortiguamiento de ferrorresonancia.*

La ferrorresonancia en paralelo se produce cuando el neutro está aislado de la tierra. Se evita colocando una resistencia de valor adecuado en el triángulo abierto de los terciarios de los TT.

En la Figura 3.178 se muestra cómo se puede amortiguar este fenómeno con la colocación de una resistencia de valor adecuado en el triángulo abierto de los terciarios de los TT.

En la Figura 3.179 podemos ver una resistencia para protección contra ferrorresonancia.

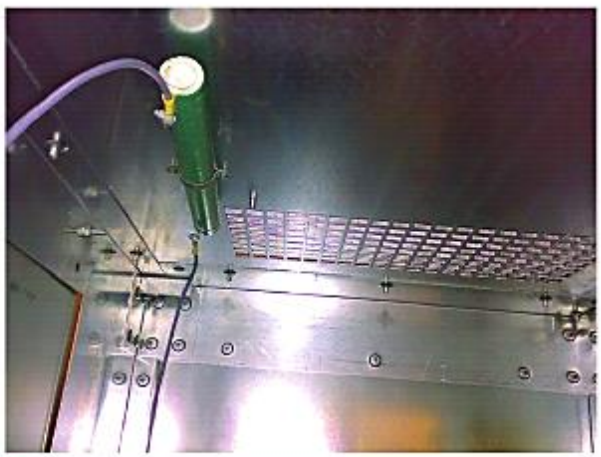


Figura 3.179. *Resistencia de ferrorresonancia.*

SABÍAS QUE

En los TT deberá tenerse muy en cuenta tanto sus características y las de la instalación, como los valores de la tensión de servicio, para evitar en lo posible la aparición de la ferrorresonancia.

Puesta a tierra

Todas las partes metálicas de un TT que no estén bajo tensión deben ser puestas a tierra. Asimismo, hay que poner a tierra un punto del circuito o circuitos secundarios, o separarse de los circuitos primarios mediante pantallas metálicas puestas a tierra.

Esta puesta a tierra deberá hacerse directamente en las bornas secundarias, o lo más cerca posible de los terminales secundarios de los trafos. Si la puesta a tierra es necesaria en otros puntos, debe ser imposible desconectarla involuntariamente.

La sección mínima en conductores de cobre será de 2,5 mm^2 si el conductor de tierra está mecánicamente protegido, y de 4 mm^2 si no lo está.

Esquema de equipos de medida

En este apartado se muestra un ejemplo de los equipos de medida de una subestación eléctrica de 66/15 kV.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

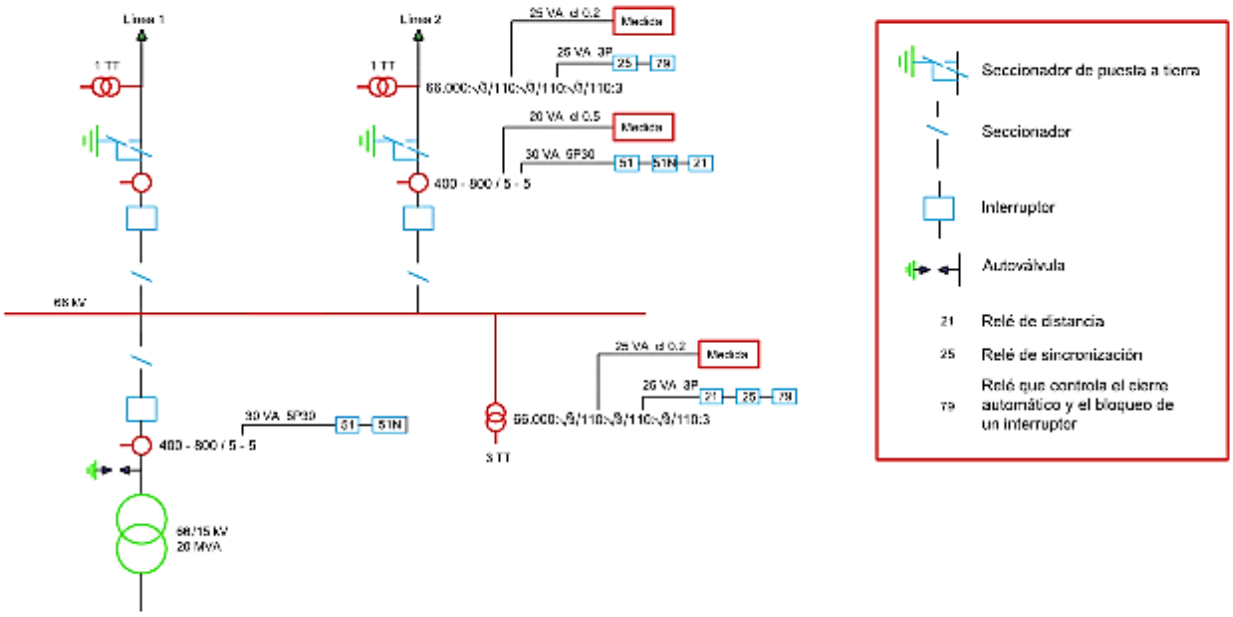


Figura 3.180. *Esquema eléctrico de los equipos de medida de una subestación 66/15 kV.*

3.5. Puesta a tierra del neutro de un sistema eléctrico de potencia

El término «puesta a tierra» comprende varias funciones que tienen en común la utilización de la tierra.

Cualquier sistema eléctrico puede ser puesto a tierra, pero en este apartado nos referimos únicamente a la puesta a tierra de sistemas eléctricos de alta tensión ($Vn \geq 1$ kV).

Se pueden distinguir dos sistemas:

a) **Puesta a tierra de protección.** Es un método para proteger a las personas y a los equipos. Ejemplos: conexión de pantallas de cables a tierra y conexión de cierres metálicos de celdas de MT, entre otros.

b) **Puesta a tierra de sistema.** Es la conexión deliberada a tierra de un sistema eléctrico. Normalmente esta conexión se realiza en los puntos neutros, aunque existen otras soluciones.

A la hora de elegir el sistema de puesta a tierra del neutro en sistemas eléctricos de alta tensión (generadores o transformadores), existe una serie de consideraciones técnicas, entre las que destacan la reducción de las sobretensiones y la reducción de la corriente en los defectos a tierra. Otras consideraciones pueden ser el simplificar la localización de faltas o evitar la ferrorresonancia. La mejora de uno de estos requisitos provoca el empeoramiento del otro.

Normalmente la elección del sistema de puesta a tierra del neutro en alta tensión se basa en experiencia adquirida por parte de las compañías eléctricas.

¿Sabes qué sistema de puesta a tierra del neutro en AT tienen las compañías Unión Fenosa e Iberdrola?

Los sistemas de puesta a tierra del neutro dependen de la impedancia Zn empleada en la conexión entre el neutro y la tierra. Según el valor de esta impedancia los sistemas de puesta a tierra del neutro son:

Neutro aislado ($Zn = \infty$)

En este sistema no existe puesta a tierra intencional del punto neutro, excepto para dotar de potencial de referencia a los dispositivos de medida y/o protección. En realidad, los sistemas aislados están puestos a tierra a través de las capacidades a tierra de los elementos del sistema.

Su uso está, generalmente, restringido a sistemas de distribución de media tensión. Requiere de detección de falta a tierra.

Un fallo de fase a tierra produce una baja corriente que se cierra a través de las capacidades de fase a tierra de las fases sanas. En la Figura 3.181 se indica un esquema, de forma resumida, de este sistema.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Tabla 3.13. Ventajas y desventajas del sistema de puesta a tierra de neutro aislado

Neutro aislado ($Zn = \infty$)	
Ventajas	**Desventajas**
• Continuidad de servicio. No es necesario realizar el disparo del interruptor ya que la corriente de defecto puede mantenerse durante un largo tiempo al ser muy baja. • Economía en la realización de las puestas a tierra en las subestaciones. • Las bajas corrientes de falta hacen que sea posible obtener valores de las tensiones de paso y contacto que indica la reglamentación vigente.	Si no se corrige el primer defecto, una segunda falta a tierra en una fase provocará un cortocircuito bifásico a tierra que deberá despejar la protección de fase. • Al no existir una conexión a tierra no se eliminan las sobretensiones transitorias, lo que puede constituir un gran inconveniente si la máxima tensión es alta. La conexión a tierra de una fase hace que las demás alcancen la tensión de línea con respecto a tierra. • La supervisión del aislamiento es obligatoria y debe indicar la presencia del primer fallo. • Existe el riesgo de sobretensiones provocadas por ferrorresonancia.

RECUERDA

Entre fase y tierra existe una capacidad que representamos por un condensador.

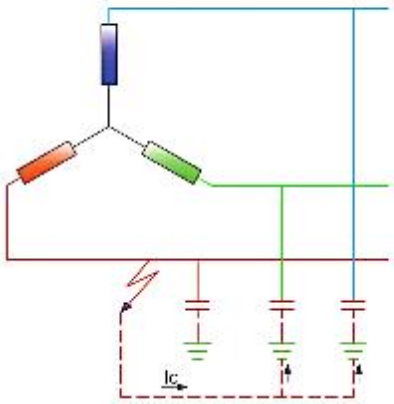


Figura 3.181. *Sistema de puesta a tierra de neutro aislado.*

Puesta a tierra por resistencia ($Zn = R$)

En este sistema se conecta intencionadamente una resistencia entre el punto neutro y tierra. Esta resistencia mantiene la limitación de la corriente de defecto a tierra y, además, permite la evacuación de las sobreintensidades a tierra.

Si el neutro es accesible (bobinados conectados en estrella con neutro accesible), la resistencia de puesta a tierra se puede conectar entre el neutro y la tierra, o a través de un transformador monofásico con una carga resistiva equivalente en el bobinado secundario.

En la Figura 3.182 se indica un esquema de la conexión a tierra con resistencia, cuando el neutro es accesible.

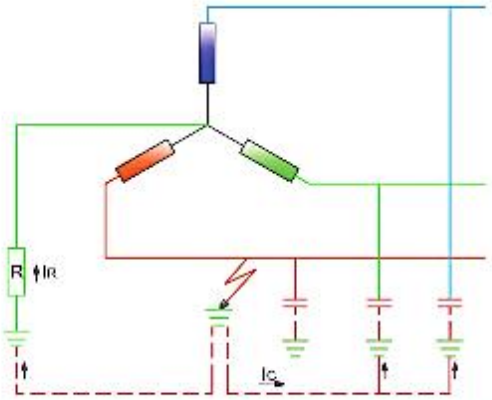


Figura 3.182. *Resistencia de puesta a tierra del neutro accesible.*

Figura 3.183. *Resistencia de neutro a tierra.*

ENLACES WEB

En los siguientes enlaces puedes ver resistencias de puesta a tierra:
http://www.mdresistor.com
http://klk.com

Si el neutro no es accesible (bobinado conectado en triángulo) se crea un neutro artificial con la conexión a las barras de un transformador.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Existen varias opciones en este caso, pero la más económica es la de la conexión estrella-triangulo, con el neutro de la estrella conectado rígidamente a tierra y con el triángulo abierto cargado con la resistencia limitadora.

En la Figura 3.184 se puede apreciar esta opción.

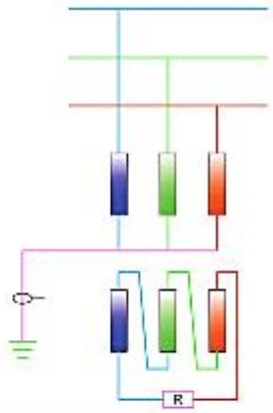


Figura 3.184. *Puesta a tierra del neutro no accesible por resistencia.*

Este método permite adoptar los sistemas con neutro aislado, mejorando el comportamiento frente a sobretensiones transitorias sin necesidad de modificar el sistema de protección.

¿Sabes qué son las sobretensiones transitorias?

Tabla 3.14. Ventajas y desventajas del sistema de puesta a tierra por resistencia

Puesta a tierra por resistencia ($Zn = R$)	
Ventajas	Desventajas
• Es un buen sistema para una corriente de defecto baja y una evacuación satisfactoria de sobretensiones.	• La continuidad del servicio disminuye y los fallos a tierra deben corregirse en cuanto se produzcan.

Puesta a tierra por baja reactancia ($Zn = Xb$)

Este sistema conecta una reactancia entre el punto neutro y la tierra. Cuando la tensión de la red es superior a 40 kV, es preferible utilizar una reactancia en lugar de una resistencia, debido a los problemas de potencia disipada por la resistencia al producirse un fallo.

¿Recuerdas la diferencia entre una resistencia y una reactancia?

La reactancia es de valor fijo. Se utiliza normalmente para puesta a tierra de neutros de generadores y para puesta a tierra de transformadores de subestación.

Si el punto neutro es accesible, la reactancia de puesta a tierra se puede conectar directamente entre el punto neutro y tierra, o bien se puede conectar una bobina trifásica en zigzag con su neutro conectado a tierra a través de una reactancia.

Cuando el neutro no es accesible, solo se puede emplear una bobina en zigzag. Cuando se emplea la bobina en zigzag, se puede añadir una resistencia limitadora entre el punto neutro de la bobina y la tierra para reducir la amplitud de la corriente de defecto.

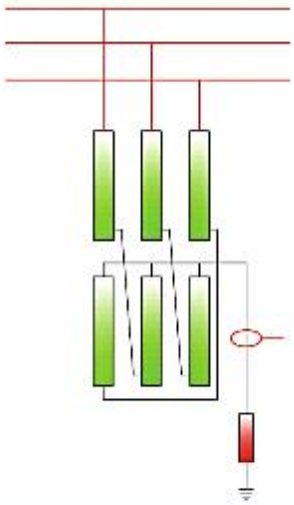


Figura 3.185. *Puesta a tierra del neutro con conexión zigzag.*

En la Figura 3.186 se puede apreciar una reactancia de este tipo.

Figura 3.186. *Puesta a tierra de neutro con reactancia. Fuente: Cotecsa.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Tabla 3.15. Ventajas y desventajas de la puesta a tierra por baja reactancia

Puesta a tierra por baja reactancia ($Zn = Xb$)	
Ventajas	**Desventajas**
• En este sistema una impedancia inductiva limita la corriente de defecto a tierra y permite evacuar adecuadamente las sobretensiones.	• La continuidad de servicio de la red disminuye; los fallos a tierra deben ser corregidos en cuanto se produzcan (disparo en el primer defecto). Si los fallos a tierra no se corrigen, la reactancia puede entrar en resonancia con las capacidades de la red, lo que daría lugar a sobretensiones.

Puesta a tierra por reactancia de compensación ($Zn = Xc$)

También llamada puesta a tierra resonante. En este sistema se introduce una reactancia variable (ajustada), de tal forma que compense la capacidad total de fase a tierra del sistema. Así, la corriente de defecto será cercana a cero en caso de que se produzca un fallo a tierra.

Este sistema se utiliza para compensar la corriente capacitiva en el sistema eléctrico.

Una corriente es inductiva (circuito de tierra) y la otra capacitiva (capacidades de las fases libres de apoyo).

La reactancia de compensación se denomina *bobina de extinción de arco* o *bobina Petersen*.

En una red con neutro puesto a tierra a través de una bobina de extinción, la corriente de falta se limita de tal manera que el arco de la falta se autoextingue.

Es un sistema de puesta a tierra muy utilizado en Europa Central, en las redes de media tensión (MT).

En la Figura 3.187 se puede apreciar una puesta a tierra con reactancia de compensación.

Figura 3.187. *Puesta a tierra con reactancia de compensación.*

Tabla 3.16. Ventajas y desventajas de la puesta a tierra con reactancia de compensación

Puesta a tierra por reactancia de compensación ($Zn = Xc$)	
Ventajas	**Desventajas**
• Durante una falta a tierra la corriente es muy reducida y está en fase con la tensión, por lo que las faltas con arco se extinguen fácilmente. • Una falta a tierra no implica disparo instantáneo, por lo que se mejora la continuidad del suministro.	• Como en el neutro aislado, las fases sanas se ponen a tensión compuesta durante la falta. • El sistema de protección es algo complejo y el coste puede ser alto. • Existe alto riesgo de sobretensiones transitorias en el sistema eléctrico.

En la Figura 3.188 se muestra el esquema de conexión en una puesta a tierra resonante (reactancia de compensación - bobina de extinción - bobina Petersen).

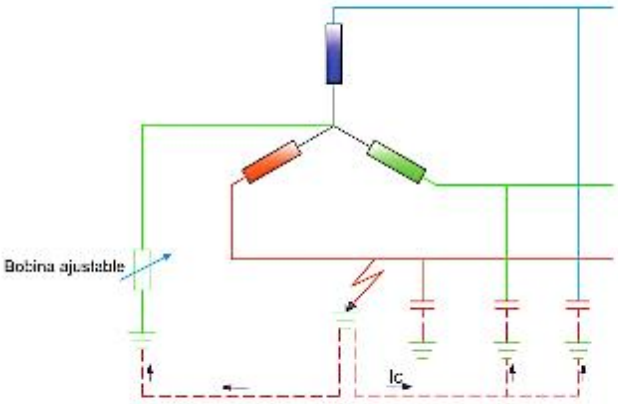


Figura 3.188. *Esquema de conexión de una reactancia de compensación.*

Figura 3.189. *Bobina Petersen. Fuente: Cotecsa.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

RECUERDA

En corriente alterna lo inductivo se compensa (resta) con lo capacitivo.

Neutro conectado rígidamente a tierra ($Zn = 0$)

En este sistema se conecta directamente el punto neutro a tierra.

Este sistema es de uso exclusivo de redes de AT y MAT, por economía de los aislamientos. En MT su uso depende de la práctica de aplicación de cada compañía eléctrica.

En la Figura 3.190 se puede apreciar un esquema de conexión de este sistema.

Tabla 3.17. Ventajas y desventajas del neutro conectado rígidamente a tierra

Neutro conectado rígidamente a tierra ($Zn = 0$)	
Ventajas	**Desventajas**
• Facilidad de detección y localización de las faltas a tierra (elevadas intensidades que se producen). • Limitación de las sobretensiones por faltas a tierra y transitorias por maniobras o rayos. Este sistema es el que mejor permite reducir las sobretensiones.	• En caso de defecto a tierra, la corriente de falta no queda limitada por ningún elemento específico, siendo por tanto máximos los daños y las perturbaciones, y el riesgo para las personas es importante mientras persista el defecto. Se requieren protecciones de alta velocidad. • El disparo se produce en cuanto ocurre el primer defecto de aislamiento, por lo que no hay continuidad del servicio.

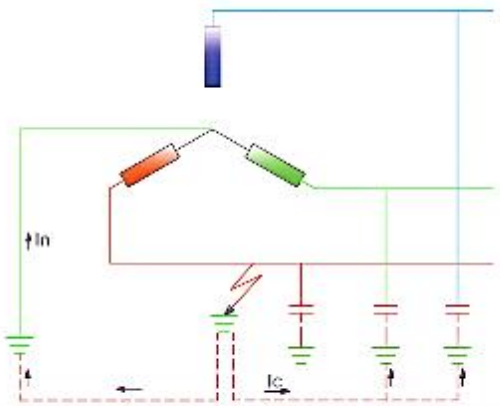


Figura 3.190. *Neutro conectado rígidamente a tierra.*

3.6. Obtención de un neutro de puesta a tierra en transformadores

Para la puesta a tierra en los transformadores se utilizan:

- Puntos neutros de transformadores con conexión Yd, los neutros de los autotransformadores y transformadores Yy con terciario de compensación en triángulo.
- No se utilizan transformadores con conexión Yy, salvo en algunos casos.
- Puesta a tierra con reactancia: se conecta en barras una reactancia zigzag, cuyo neutro va a tierra directamente, o a través de una impedancia en función del tipo de puesta a tierra usado.

Nota: En algunas ocasiones se utiliza el término *reactor* como reactancia.

En la Figura 3.191 se muestra una reactancia de este tipo.

Figura 3.191. *Puesta a tierra con reactancia con conexión a barras.*

Figura 3.192. *Reactancia de puesta a tierra. Fuente: Eximet Trafo.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

El reactor de neutro artificial se suele conectar a tierra a través de un transformador de intensidad de protección.

En la Figura 3.193 se muestra esta conexión.

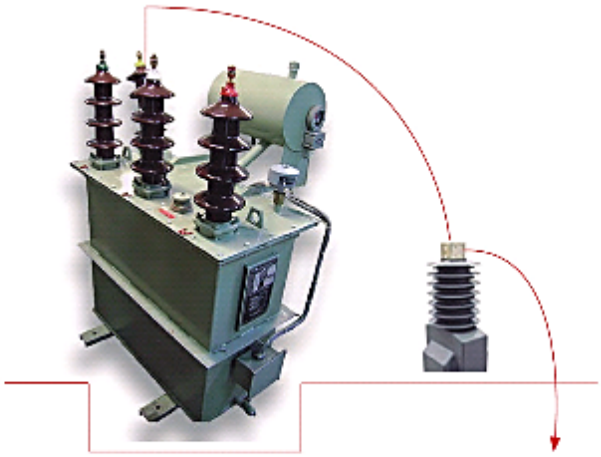


Figura 3.193. *Reactor de neutro artificial conectado a tierra a través de un TI. Fuente: CEA.*

Una aplicación de esta reactancia puede ser la de establecer una puesta a tierra en una subestación (AT/MT) para cerrar el circuito con la puesta a tierra de, por ejemplo, un centro de transformación (MT/BT), como se indica en la Figura 3.194.

En la Figura 3.195 se puede apreciar otra aplicación del reactor de neutro artificial.

ENLACES WEB

En el siguiente enlace puedes ver transformadores:
http://fotosdeelectricidad.es/?page_id=747

- Puesta a tierra con transformador de puesta a tierra:

  Un transformador de puesta a tierra es un transformador ideado principalmente con la finalidad de proporcionar un punto neutro a efectos de puesta a tierra. Se suele emplear un transformador auxiliar que puede utilizarse también para alimentación de circuitos auxiliares.

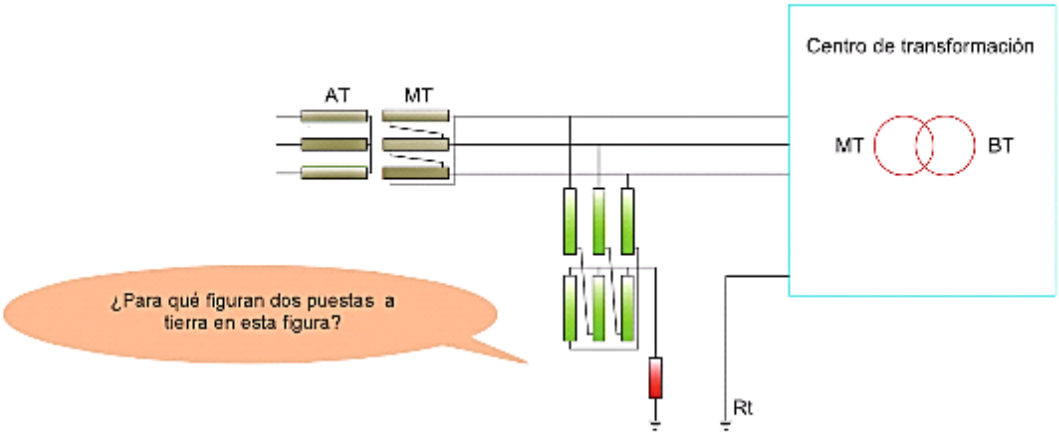


Figura 3.194. *Formación de un neutro artificial para establecer el circuito de tierra con un centro de transformación.*

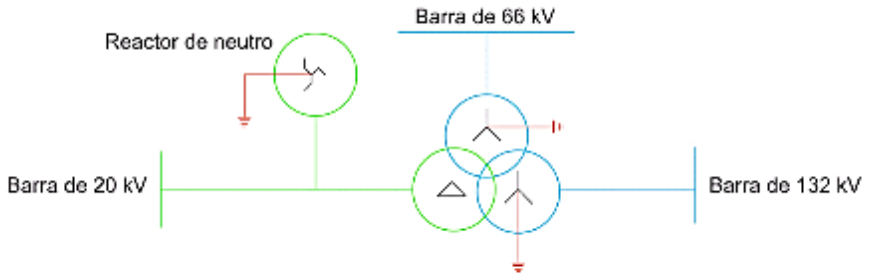


Figura 3.195. *Reactor de neutro artificial.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Figura 3.196. *Transformador de puesta a tierra. Fuente: IST POWER.*

Algunas posibles conexiones se indican en la Figura 3.197.

Nota

Los elementos analizados anteriormente son muy parecidos, y en definitiva se trata de poner el neutro a tierra con distintos sistemas.

En la Figura 3.198 se exponen, de forma resumida, las consideraciones a tener en cuenta a la hora de la elección del sistema de puesta a tierra del sistema eléctrico de potencia.

ENLACES WEB

En los siguientes enlaces puedes ver reactores de puesta a tierra:
http://www.istpower.com
http://www.cea.com.pe
http://www.losconce.com.ar

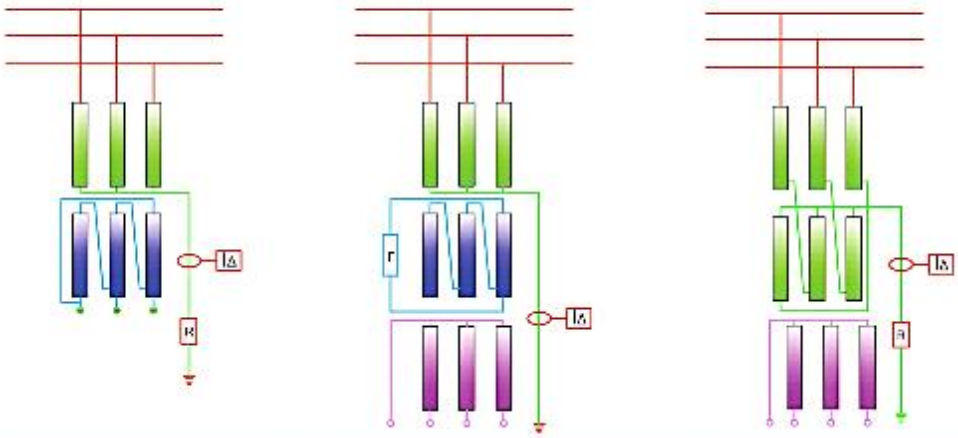


Figura 3.197. *Ejemplos de algunas posibles conexiones de transformadores de puesta a tierra.*

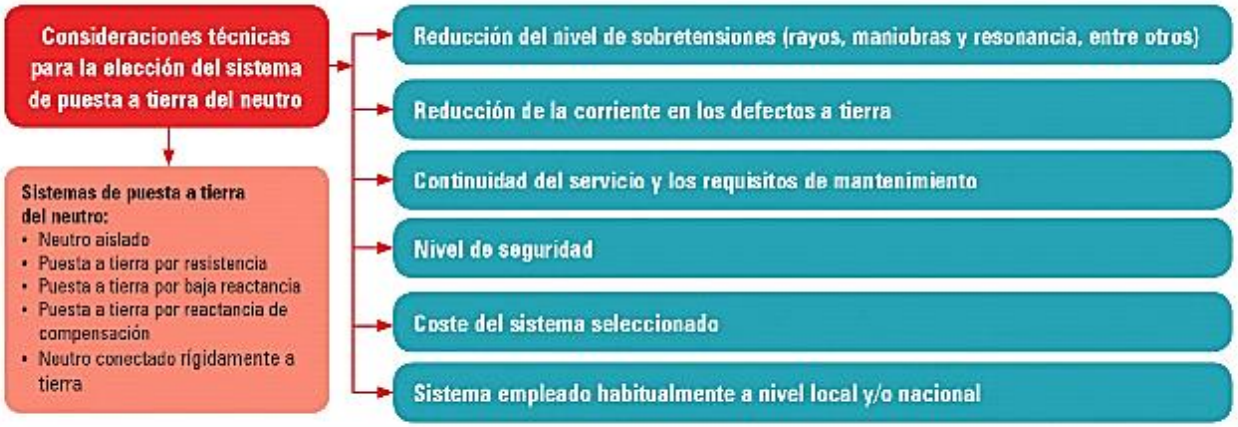


Figura 3.198. *Resumen de las consideraciones a tener en cuenta en la elección del sistema de puesta a tierra del neutro.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

3.7. Otros equipos de los sistemas de potencia

En este apartado se explican, de forma resumida, una serie de reactores/reactancias y transformadores auxiliares, entre otros, que se pueden ver en los sistemas eléctricos de potencia.

Reactor/reactancia limitadora de corriente

Reduce los niveles de corriente de cortocircuito a valores adecuados para los equipos aguas debajo de la reactancia. También puede:

- Compensar la impedancia de líneas de alimentación en paralelo (reactor serie).
- Compensar la energía capacitiva de las líneas.
- Conectar a tierra y a través de una impedancia en serie el neutro de las tres fases en estrella de un transformador.
- Instalarse como supresor de arco.

Figura 3.199. *Reactancia limitadora de corriente. Fuente: Cotecsa.*

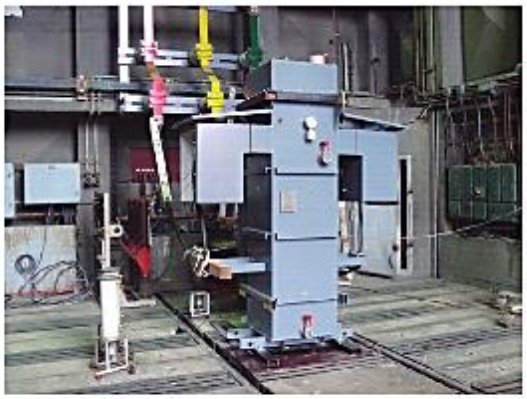


Figura 3.200. *Reactor limitador de corriente.*

En la Figura 3.201 se puede apreciar la compensación de la impedancia de líneas de alimentación en paralelo.

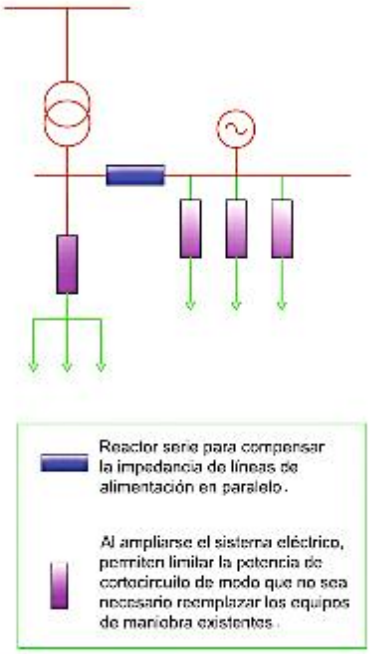


Figura 3.201. *Compensación de la impedancia de líneas de alimentación en paralelo.*

Reactor/reactancia Shunt (paralelo o derivación)

Suministra energía inductiva al sistema para equilibrar la energía capacitiva de las redes.

Se usa para compensar la potencia reactiva capacitiva que puede generarse, por ejemplo, en líneas poco cargadas, o en presencia de cables subterráneos.

SABÍAS QUE

Las líneas de alta y media tensión, debido a su elevada reactancia capacitiva, aumentan la tensión en su extremo, siendo notable este efecto en condiciones de baja carga.

Se puede conectar también en derivación a la línea, en el arrollamiento terciario de un transformador o de un autotransformador.

El uso de la reactancia Shunt es habitual en sistemas de compensación estática donde los VAr son compensados mediante tiristores.

Los llamados reactores de potencia son similares a los transformadores de potencia en el devanado, diseño y aislamiento.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

En la Figura 3.202 se muestra el esquema de conexión de un reactor Shunt.

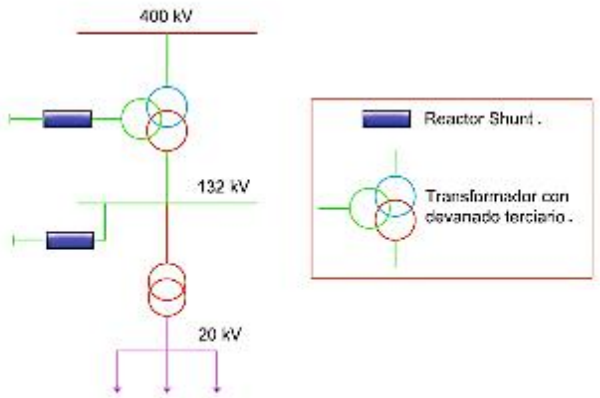


Figura 3.202. *Esquema de conexión del reactor Shunt.*

En las siguientes figuras se pueden ver distintos tipos de reactores/reactancias de tipo Shunt.

Figura 3.203. *Reactancia Shunt. Fuente: Cotecsa.*

Figura 3.204. *Reactancia Shunt trifásica.*

ENLACES WEB

En los siguientes enlaces puedes ver reactores Shunt:
http://www.reinhausen.com
http://www.iae.it
http://www.jurmatgroup.com

Figura 3.205. *Reactor Shunt. Fuente: Mitsubishi.*

Figura 3.206. *Reactor Shunt monofásico.*

Figura 3.207. *Reactor Shunt. Fuente: Reinhausen.*

Reactancia de choque para condensadores

Esta reactancia se conecta en serie con los bancos de condensadores, y su misión es la de protegerlos limitando las corrientes de entrada que se producen durante las maniobras de conexionado, y las corrientes de salida en la desconexión. También se usa para el control de la frecuencia de resonancia del sistema, al añadir bancos de condensadores.

SABÍAS QUE

En la conexión de bancos de condensadores se producen sobretensiones.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

En la Figura 3.208 se muestran reactancias de choque para condensadores, y en la Figura 3.211 reactancias de alisamiento.

Figura 3.208. *Reactancias de choque de condensadores. Fuente: Cotecsa.*

Reactancia para horno de arco eléctrico

Los hornos de fusión de arco eléctrico consiguen su régimen óptimo de trabajo cuando opera con arcos entre electrodos de baja intensidad y larga duración. Para ello, se emplean reactancias conectadas en serie con el transformador, y que logran estabilizar dicho arco a lo largo de todo el proceso de fundición.

Figura 3.209. *Reactancias para horno de arco eléctrico. Fuente: Cotecsa.*

Reactancia filtro

Se usa junto con los bancos de condensadores para formar circuitos filtros serie para sintonizado de armónicos. Puede disponer de tomas intermedias para el control del factor de potencia.

ENLACES WEB

En el siguiente enlace puedes ver diferentes reactancias:
http://www.cotecsa.es

Figura 3.210. *Reactancias filtro. Fuente: Cotecsa.*

Reactancia de alisamiento

Reduce la magnitud de las corrientes con fluctuaciones en sistemas de corriente continua. Se emplea, entre otros casos, en líneas de transporte de alta tensión en CC (HVDC).

Figura 3.211. *Reactancias de alisamiento. Fuente: Cotecsa.*

Transformadores

En este apartado se señalan una serie de transformadores que forman parte de la subestaciones eléctricas.

Figura 3.212. *Transformador auxiliar de 250 kVA y 66 kV. Fuente: IST Power.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Figura 3.213. *Transformador de puesta a tierra de tipo seco. Fuente: IST Power.*

Figura 3.214. *Transformador aislado en gas (SF6). Fuente: Mitsubishi.*

Figura 3.215. *Protección cortafuegos de un transformador. Fuente: Akhelec.*

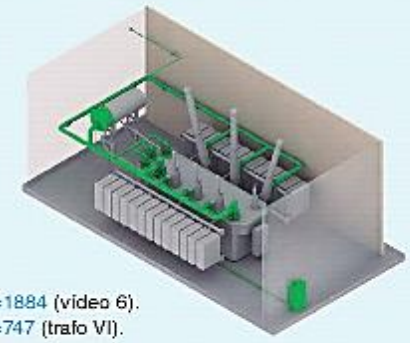
Figura 3.216. *Dispositivo cortafuegos de un transformador. Fuente: Akhelec.*

Figura 3.217. *Incendio en un transformador.*

Figura 3.218. *Transformador protector contra explosiones e incendios. Fuente: Sergi-France.*

SABÍAS QUE

Los transformadores protectores contra explosión y contra incendios despresurizan el tanque principal del transformador, y luego inyectan gas inerte para evacuar los gases explosivos restantes.



En los siguientes enlaces puedes ver cómo funciona un transformador protector de este tipo:

http://fotosdeelectricidad.es/?page_id=1884 (vídeo 6).
http://fotosdeelectricidad.es/?page_id=747 (trafo VI).

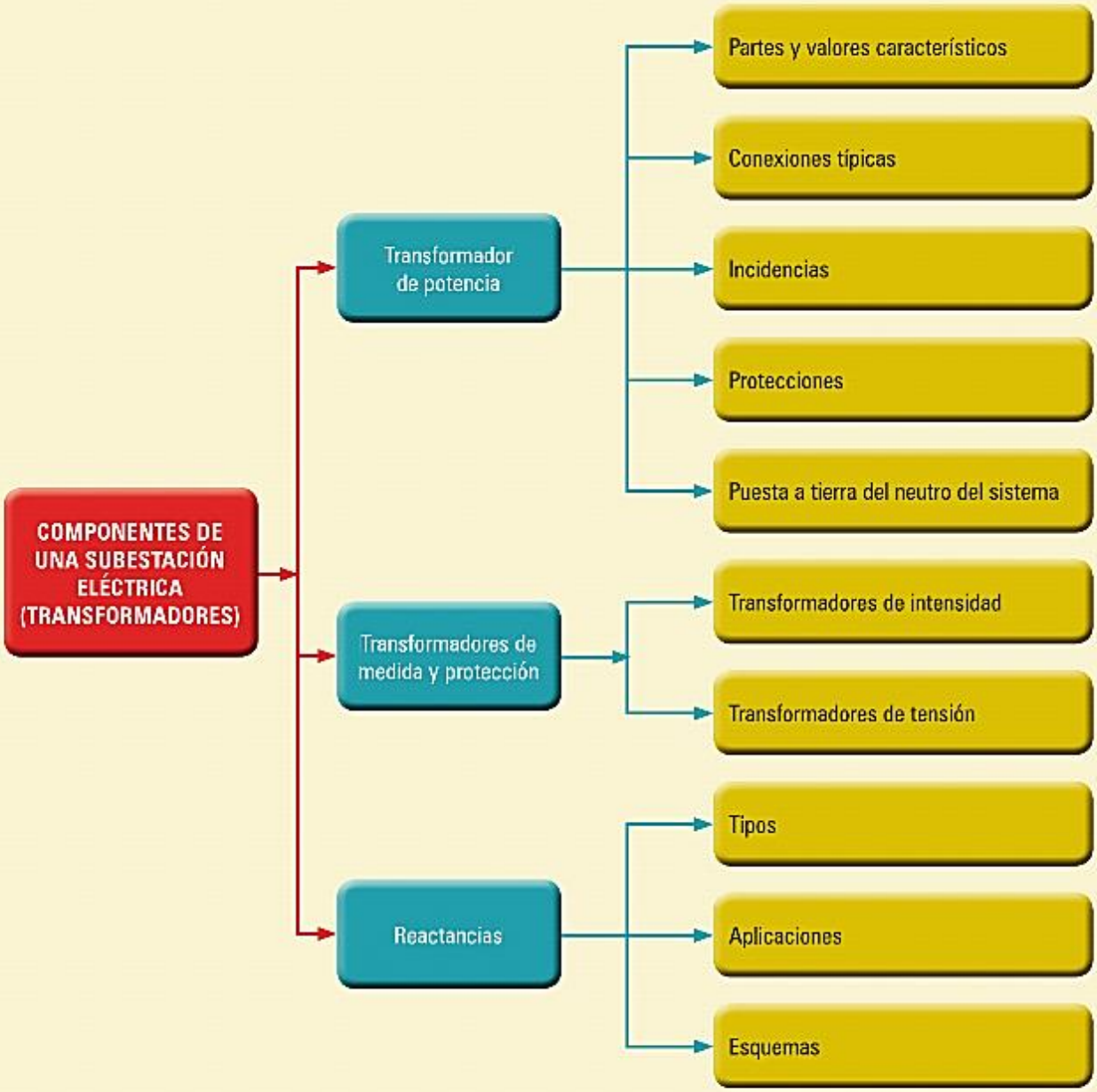
RECURSOS DIGITALES

Puedes ver más figuras de un transformador protector contra explosión y contra incendios en los Anexos de este libro, a los que puedes acceder a través de la ficha web de la obra en http://www.paraninfo.es mediante un sencillo registro desde la sección de «Recursos previo registro».

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

MAPA CONCEPTUAL - RESUMEN



Resumen

De los principales elementos que constituyen una subestación eléctrica, el transformador es posiblemente el más importante de todos.

Los tipos de transformadores pueden ser de potencia, distribución y auxiliares, entre otros.

Las partes características de los transformadores son, entre otras: cuba, bobinados, bornas y cambiador de tomas.

Las distintas conexiones de los transformadores trifásicos se basan en combinaciones entre estrella, triángulo y zigzag.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

El transformador de potencia debe ser protegido de las distintas incidencias que se pueden presentar en el circuito magnético, el circuito eléctrico, el aceite o la refrigeración.

Los principales elementos de protección de los transformadores son relés, termómetros y desecador de aire, entre otros.

Otras aplicaciones de los transformadores son su utilización como elementos de medida y protección, tales como transformadores de tensión o intensidad.

La puesta a tierra del neutro de un sistema eléctrico de potencia se puede realizar de distintas formas, como pueden ser: neutro aislado, puesta a tierra por resistencia, puesta a tierra por baja reactancia, puesta a tierra por reactancia de compensación o neutro conectado rígidamente a tierra.

Otros equipos de los sistemas de potencia son: reactancia limitadora de corriente, reactancia Shunt, reactancia de choque para condensadores, o reactancia para horno de arco eléctrico.

Conceptos clave

Accesorios de carrier. Accesorios de onda portadora.

Aguas abajo. Expresión utilizada para la situación de un punto de una instalación eléctrica. Si consideramos un punto cualquiera en el esquema eléctrico de un circuito, todo lo que esté en ese esquema por debajo de ese punto se indica con la expresión «aguas abajo».

Aguas arriba. Expresión utilizada para la situación de un punto de una instalación eléctrica. Si consideramos un punto cualquiera en el esquema eléctrico de un circuito, todo lo que esté en el esquema por encima de ese punto se indica con la expresión «aguas arriba».

AIS. Tecnología intemperie. Todos los elementos presentan aislamiento al aire.

ANSI. Norma ANSI = American National Standards Institute.

Armónicos. Son distorsiones de las ondas senoidales de tensión y/o corriente de los sistemas eléctricos, debido al uso de cargas con impedancia no lineal a materiales ferromagnéticos, y en general al uso de equipos que necesiten realizar conmutaciones en su operación normal. Frecuencias múltiples de la frecuencia fundamental de trabajo. Pueden aparecer armónicos de 100, 150, 200 Hz. Los armónicos generan efectos negativos en las instalaciones eléctricas.

Arrollamiento de tensión residual. Arrollamiento de un transformador de tensión monofásico, destinado en un conjunto de tres transformadores monofásicos a la formación de un triángulo abierto para:

a) Suministrar una tensión residual en caso de falta a tierra.

b) Amortiguar las oscilaciones de ferrorresonancia.

ATEM. Alarma de alta temperatura 1.ª nivel (agrupa 1.ª nivel de termómetro, termostato e imagen térmica).

ATE2. Alarma de alta temperatura 2.º nivel (agrupa 2.º nivel de termómetro, termostato e imagen térmica).

Burden. Es la carga o impedancia conectada en el secundario de un TC o de un TT. La definición para un TC es la carga de precisión o prestación (*burden* en inglés) en términos de potencia aparente en bornes del secundario. También se define como la impedancia nominal que puede conectarse en los bornes del secundario. Es importante tener en cuenta que para determinar el *burden,* tanto de un TC como de un TT, se debe sumar la impedancia de los cables del circuito secundario, junto con las impedancias de los relés de protección y aparatos de medida que estén conectados.

Cable o cable aislado. Conjunto constituido por:

- Uno o varios conductores aislados.
- Su eventual revestimiento individual.
- La eventual protección del conjunto.
- El o los eventuales revestimientos de protección que se dispongan.

Caída de tensión. Es la diferencia entre las tensiones del secundario en vacío y en carga.

Normalmente se suele expresar en tanto por cien de la tensión secundaria en vacío, y se llama coeficiente de regulación.

Carga de precisión de un transformador de medida. Valor de la carga en el que se basan las especificaciones de precisión.

Carga de un transformador de medida. Impedancia del circuito secundario, expresada en ohmios y con indicación del factor de potencia.

Clase de precisión de un transformador de medida. Designación aplicada a un transformador de intensidad o de tensión cuyos errores permanecen dentro de los límites especificados para las condiciones de utilización especificadas.

Condiciones de acoplamiento en paralelo de transformadores trifásicos.

- Relaciones de transformación en vacío iguales.
- Tensiones de cortocircuito prácticamente iguales.
- Terminales homólogos conectados al mismo conductor, tanto en el lado de MT como en el de BT.
- Igualdad de frecuencia en las redes que han de conectarse.
- No acoplamiento de transformadores de potencias nominales muy diferentes.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

- Que los desfases de las tensiones secundarias respecto a las del primario sean iguales en los transformadores por acoplar en paralelo.
- Que el sentido de rotación de los vectores que representan a las tensiones secundarias sea el mismo en todos los transformadores que han de acoplarse.

Conductor de un cable. Parte de un cable que tiene la función específica de conducir la corriente.

Confiabilidad. Es la probabilidad de que una subestación pueda suministrar energía durante un periodo de tiempo dado, bajo la condición de que al menos un componente de la subestación no pueda recuperarse durante la operación.

Corriente de vacío. Valor eficaz de la corriente que llega a un borne de línea de un arrollamiento cuando se aplica a este arrollamiento la tensión asignada, estando a circuito abierto el otro.

Dial de un relé. Multiplicador de tiempo. Es el sistema que determina el tiempo de operación de los contactos del relé después de haber iniciado su operación. Representa cada uno de los posibles ajustes de tiempo o curva.

Factor de tensión asignado. Factor por el que es preciso multiplicar la tensión primaria asignada a fin de poder determinar la tensión máxima para la que el transformador responda a los requisitos de calentamiento, durante un tiempo especificado, así como a los requisitos de precisión correspondientes.

Factor de toma. $100\,\frac{U_a}{U_r}$

U_a = Tensión que se obtendría en los bornes del arrollamiento, conectado sobre la toma considerada, en funcionamiento en vacío aplicando a un arrollamiento sin toma su tensión asignada.

U_r = Tensión asignada del arrollamiento.

Factor límite de precisión de un transformador de medida. Relación entre la intensidad primaria límite de precisión asignada y la intensidad primaria nominal.

Factor nominal de seguridad (FS) de un transformador de medida. Relación entre la intensidad primaria límite asignada y la intensidad primaria asignada.

Ferrorresonancia. Fenómeno que puede ocurrir cuando, por ejemplo, se conectan transformadores de tensión de tipo inductivo con fases a tierra en una red que esté aislada de tierra. Pueden aparecer corrientes de varias órdenes de magnitud por encima de los valores nominales, y con ellas el riesgo de que los transformadores de tensión sufran daños.

Flexibilidad. Es la propiedad de la instalación para acomodarse a las diferentes condiciones que se puedan presentar por cambios operativos en el sistema, y además por contingencias y/o mantenimiento del mismo.

GIS. Tecnología blindada. Subestaciones implementadas mediante equipos (celdas) con aislamiento completo en hexafluoruro de azufre.

HIS. Tecnología intemperie híbrida. Subestaciones implementadas mediante equipos de instalación exterior en los que los componentes de corte y seccionamiento están aislados en hexafluoruro de azufre bajo una envolvente metálica. El resto de elementos que configuran la posición presentan aislamiento de aire entre fases.

Intensidad dinámica asignada *(Idin).* Valor de cresta de la intensidad primaria que el transformador debe soportar con el arrollamiento (bobinado) secundario en cortocircuito, sin que sea dañado eléctrica o mecánicamente por las fuerzas electromagnéticas resultantes. Valor de *Idin* = 2,5 Iter.

Intensidad primaria límite asignada para aparatos de medida (IPL). Valor de la intensidad primaria mínima para el que el error compuesto del transformador de medida sea igual o superior al 10 %, siendo la carga secundaria igual a la carga de precisión.

Intensidad térmica nominal de cortocircuito *(Iter).* Es la corriente máxima (kA) que el equipo es capaz de soportar durante un período de tiempo especificado (1s o 3s).

Intensidad térmica permanente asignada. Valor de la intensidad que puede circular permanentemente por el arrollamiento (bobinado) primario, con el arrollamiento secundario conectado a la carga de precisión, sin que el calentamiento exceda de los valores especificados.

***Lever* o dial de tiempo.** Permite variar las curvas de tiempo de operación de un relé.

Núcleo acorazado. La chapa magnética rodea a las bobinas. Los bobinados van en la columna central.

Núcleo de columnas. Las bobinas rodean el núcleo magnético.

Pérdidas debidas a la carga. También llamadas pérdidas en el cobre. Son producidas por el efecto Joule al circular la corriente por los conductores de los devanados.

Estas pérdidas dependen de la carga y se obtienen realizando un ensayo llamado de cortocircuito.

Pérdidas en vacío. También llamadas pérdidas en el hierro. Potencia activa absorbida cuando la tensión asignada se aplica a los bornes de uno de los arrollamientos, estando a circuito abierto el otro. Son debidas a las pérdidas por histéresis y corrientes de Foucault en el núcleo del transformador.

Estas pérdidas no dependen de la carga, y se obtienen realizando un ensayo llamado de vacío.

Pérdidas totales. Es la suma de las pérdidas en vacío y de las pérdidas debidas a la carga.

Pick up. Corriente mínima de operación del relé. En los relés de fabricantes americanos, el valor de la corriente mínima de operación o *pick up* es igual al valor del tap. En los relés de fabricantes europeos, estos valores pueden ser diferentes. La corriente de *pick up* es del orden de 1,3 veces el valor del tap.

Las curvas características de los relés vienen con el valor de corriente expresado en veces tap y no en amperios, de modo que sirvan para cualquier rango de corrientes primarias. También es habitual que las curvas no comiencen en 1 por tap, sino en 1,5 (relés americanos) o 1,3 (relés europeos).

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Potencia de precisión de un transformador de medida. Valor de la potencia aparente (en voltamperios con un factor de potencia especificado) que el transformador suministra al circuito secundario con la intensidad secundaria asignada cuando está conectado a su carga de precisión.

Protección de distancia. Se utiliza para proteger líneas en anillo. La impedancia de una línea de transmisión es proporcional a su longitud. Para la medición de la distancia es apropiado utilizar un relé capaz de medir la impedancia de la línea hasta un determinado punto (alcance). Este relé está diseñado para operar solamente cuando existe una falta entre la ubicación del relé y el punto de alcance seleccionado.

Reactancia en serie. Reactancia cuyo fin es ser conectada en serie a la red, ya sea para limitar la corriente en el caso de una falta en la red o para repartir la carga en circuitos en paralelo.

Reactancia Shunt. Reactancia destinada a ser conectada en derivación en una red para compensar la corriente capacitiva.

Reactor. Carga activa que absorbe potencia reactiva.

Red compensada por bobina de extinción. Red donde uno o varios puntos neutros están puestos a tierra por medio de reactancias, que compensan aproximadamente la componente capacitiva de la corriente de defecto monofásico a tierra.

Regulación de la tensión a flujo constante (RFC). La tensión de toma en cualquier arrollamiento sin toma es constante de toma a toma. Las tensiones de toma en el arrollamiento con tomas son proporcionales a los factores de toma.

Regulación de la tensión a flujo variable (RFV). La tensión de toma en el arrollamiento con toma es constante de toma a toma. Las tensiones de toma en cualquier arrollamiento sin toma son inversamente proporcionales al factor de toma.

Regulación de la tensión combinada (RCB). Se usa en muchas aplicaciones, y sobre todo en transformadores con una gran extensión de tomas. La regulación de tensión a flujo constante (RFC) se aplica para tomas con factores de toma inferiores al factor de toma de tensión máxima, y la regulación de la tensión a flujo variable (RFV) se aplica para tomas con factores de toma superiores al factor de toma de tensión máxima.

Relación de transformación. Relación entre la tensión primaria y secundaria. Los transformadores pueden ser elevadores o reductores de tensión.

Relé de estado sólido. Un relé de estado sólido (SSR) es un interruptor electrónico que no contiene ninguna pieza móvil. Su corriente de carga es llevada a cabo por uno o más semiconductores.

Rendimiento de transformador. Es la relación entre la potencia útil cedida por el secundario y la potencia absorbida por el primario de la red. Se indica generalmente en tanto por cien.

Seguridad. Es la propiedad de una instalación para dar continuidad de servicio sin interrupción alguna durante fallos en los equipos de potencia, especialmente interruptores y barras.

Separación galvánica. Sistema que se utiliza para separar dos circuitos eléctricos por medio de un transformador, creando una separación entre ambos aprovechando el efecto magnético que produce la corriente alterna.

SF6. Hexafluoruro de azufre. Gas artificial utilizado en los equipos eléctricos de alta tensión. Es un excelente aislante eléctrico.

Sobreflujo. Resultado de la explotación del transformador con una tensión anormalmente elevada, que calienta exageradamente el transformador y lo convierte en un generador de armónicos.

Sobretensión transitoria. Se denominan sobretensiones transitorias a los aumentos de tensión muy elevados, del orden de kV, y de muy corta duración, unos pocos microsegundos, originados principalmente por el impacto de un rayo, pero también pueden ocasionarse por conmutaciones defectuosas de la red.

Tangente delta (tg δ) o factor de disipación. Es un parámetro dieléctrico muy importante a la hora de evaluar el estado de un sistema de aislamiento, ya que se refiere a las pérdidas dieléctricas que se desarrollan en el volumen de los materiales aislantes.

TAP. Dispositivo que permite seleccionar la corriente de operación del relé dentro de un rango de tomas o derivaciones.

Tensión de contacto. Es la fracción de la tensión de puesta a tierra que puede ser puenteada por una persona entre la mano y un punto del terreno situado a un metro de separación, o entre ambas manos.

Tensión de cortocircuito. Es la tensión referida a la tensión nominal primaria, que es necesario aplicar al primario para hacer circular la corriente nominal primaria, con el secundario en cortocircuito, o viceversa, en cuyo caso se refiere a la tensión nominal secundaria. La tensión de cortocircuito de un transformador es un dato importante del mismo para calcular el valor de la corriente de cortocircuito del secundario.

Se suele expresar en tanto por cien y su valor oscila normalmente entre el 4 % y 10 %.

Tensión de paso. Es la parte de la tensión a tierra que aparece en caso de defecto a tierra entre dos puntos del terreno separados a un metro.

Tensión residual. Suma de los valores instantáneos de las tensiones a tierra de las tres líneas en un sistema trifásico.

Tensión secundaria en vacío. Valor de la tensión estando sin carga el secundario.

Tiempo de paso de un relé. Cuando se coordinan relés, debe mantenerse un intervalo de tiempo entre sus curvas características, con el objeto de obtener una operación secuencial correcta de los interruptores. A este intervalo se le denomina «tiempo de paso» y su valor final depende de factores tales como: tiempo de apertura del interruptor, error de las curvas de los relés, entre otros. Normalmente,

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

los tiempos de paso suelen ser de 0,3 o 0,4 segundos, y en este valor se considera: tiempo de apertura del interruptor, error de las curvas de los relés y factor de seguridad.

Toma de plena potencia. Toma cuya potencia de toma es igual a la potencia asignada del transformador.

Toma de potencia reducida. Toma cuya potencia de toma es inferior a la potencia asignada del transformador.

Transformador acorazado. Transformador cuyos paquetes de laminación forman el núcleo y la horquilla que rodea a los devanados, y generalmente los encierran totalmente. El núcleo se encuentra cubriendo los devanados de baja y alta tensión.

Transformador de columnas. Transformador cuyo circuito magnético tiene forma de columnas. Las bobinas abarcan una parte considerable del circuito magnético.

Transformador desfasador. Este transformador permite controlar el flujo real de potencias en las líneas de transmisión y en las interconexiones entre redes.

Transformador para ensayos. Este transformador es usado para realizar pruebas de tensiones elevadas a baja frecuencia, y ha sido desarrollado para tensiones superiores y para hacer posible el estudio de aplicaciones de tensiones de transporte cada vez mayores. A menudo se necesitan tensiones de 1.500.000 V o más. Se han construido unidades para 1.000 kV respecto a tierra, pero normalmente resulta más económico obtener tales tensiones conectando dos o más unidades en «cascada» o en «cadena». El transformador para ensayos normalmente está proyectado para aplicaciones de corta duración. Sin embargo, para aplicaciones especiales, puede requerirse una potencia de varios miles de kVA y el tiempo de aplicación puede ser continuo.

Transformador para horno de arco eléctrico. Este transformador para hornos suministra potencia a hornos eléctricos de los tipos de inducción, resistencia, arco abierto y arco sumergido. Las tensiones secundarias son bajas, ocasionalmente menores de 100 V, pero generalmente de varios centenares de voltios. La gama de tamaños varía desde algunos kVA a más de 50 MVA, con corrientes en el secundario superiores a 60.000 A. Las corrientes elevadas se obtienen conectando en paralelo muchas secciones de devanado. La corriente es recogida por barras internas y llevada a través de la tapa del transformador mediante barras o mediante bornes de gran corriente.

Transformador para rectificador. Este transformador para rectificadores suministra energía a los rectificadores a la tensión de entrada de c. a. requerida para la tensión de salida de c. c. deseada. Está construido en tamaños que llegan hasta los 15.000 kVA, y a veces superiores. La tensión del secundario generalmente es baja, variando desde menos de 50 V, para algunos procesos electrolíticos, hasta 1.000 V para otras aplicaciones. La corriente secundaria generalmente es elevada y puede alcanzar varios miles de amperios.

Pueden usarse conexiones de transformador que producen desfases para conseguir 12 fases, 24 fases e incluso más, a fin de reducir los armónicos de la corriente en la entrada de c. a.

Páginas web de interés

Empresa	Producto	Página Web
Incoesa	Transformadores	www.incoesa.com
Reinhausen	Cambiadores de tomas	www.reinhausen.com
ABB	Transformadores	www.abb.com
Drilco	Bornas	www.drilco.net
Isodel	Relés	www.isodel.com
Arteche	Transformadores de medida y protección	www.arteche.com
Cotecsa	Reactancias	www.cotecsa.es

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Actividades de comprobación

Algunas preguntas pueden tener varias respuestas.

3.1. Se entiende como transformador de potencia el que transforma la tensión de:

- **a)** AT/BT.
- **b)** AT/AT.
- **c)** MT/BT.
- **d)** AT/MT.

3.2. Un banco de transformación consiste en un transformador trifásico formado por tres monofásicos.

- **a)** Verdadero.
- **b)** Falso.

3.3. El conmutador de tensión en vacío (sin tensión) puede ser:

- **a)** Sin inversor.
- **b)** Con inversor.
- **c)** Pequeño escalón.
- **d)** Gran escalón.

3.4. La regulación de tensión en un transformador puede realizarse en el bobinado de alta tensión, baja tensión o en ambos:

- **a)** Verdadero.
- **b)** Falso.

3.5. Un conmutador de tensión con el que se obtiene una variación de tensión de ± es:

- **a)** Conmutador sin inversor.
- **b)** Conmutador de gran escalón.
- **c)** Conmutador en alta tensión.
- **d)** Conmutador con inversor.

3.6. El accionamiento de un conmutador de tensión en carga puede ser:

- **a)** Manual.
- **b)** No se puede accionar.
- **c)** Telemandado.
- **d)** Automático.

3.7. Las bornas de un transformador se llaman también buje o *bushing*.

- **a)** Verdadero.
- **b)** Falso.

3.8. Los defectos propios de un transformador en el aceite pueden ser por:

- **a)** Envejecimiento.
- **b)** Selector de tomas.
- **c)** Pérdida de las características dieléctricas.
- **d)** Cortocircuitos entre espiras.

3.9. La protección de respaldo puede ser:

- **a)** Remota.
- **b)** Programable.
- **c)** Regulable.
- **d)** Local.

3.10. El dispositivo de protección contra sobrepresión en el cambiador de tomas en carga se llama:

- **a)** Buchholz.
- **b)** Bloque de protección DGPT.
- **c)** Buchholz-Jansen.
- **d)** Imagen térmica.

3.11. La corriente primaria de un transformador es respecto a la corriente secundaria:

- **a)** Igual.
- **b)** De igual sentido.
- **c)** De sentido contario.
- **d)** En fase.

3.12. Un transformador se satura magnéticamente, prácticamente con la corriente de:

- **a)** Vacío.
- **b)** Secundaria.
- **c)** Primaria.
- **d)** La diferencia de la corriente primaria y secundaria.

3.13. Si la conexión del transformador de potencia es Yy, la conexión de los TI debe ser:

- **a)** Yy.
- **b)** Dd.
- **c)** Yz.
- **d)** Dz.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

3.14. La relación de transformación de un TI es de 50-100/5. Esto indica que:

- **a)** La corriente secundaria es de hasta 5 A.
- **b)** La corriente primaria puede ser de hasta 50 A si las bobinas se conectan en paralelo.
- **c)** La corriente primaria puede ser de hasta 100 A si las bobinas se conectan en serie.
- **d)** La corriente primaria es la diferencia entre 100 A y 50 A.

3.15. Los TI de tipo óptico:

- **a)** No se saturan.
- **b)** Requieren mantenimiento.
- **c)** Únicamente sirven para protección.
- **d)** Tienen una precisión de medida hasta 0,2S.

3.16. La siguiente designación YNad11 corresponde a un:

- **a)** Banco de transformación.
- **b)** Autotransformador trifásico.
- **c)** Transformador trifásico con conexión estrella-triángulo.
- **d)** Transformador trifásico auxiliar.

3.17. La clase de precisión de un TI para medida utilizado en laboratorio es:

- **a)** 3.
- **b)** 5.
- **c)** 0,1.
- **d)** 0,2.

3.18. Los secundarios de los TI de protección deben ser precisos para:

- **a)** Intensidades nominales.
- **b)** Intensidades de cortocircuito.
- **c)** Intensidades secundarias.
- **d)** Todas las intensidades.

3.19. El arrollamiento primario de un TT puede conectarse entre:

- **a)** Fase-tierra.
- **b)** Fase-fase.
- **c)** Tierra-tierra.
- **d)** En serie con la fase.

3.20. El arrollamiento secundario de un TT nunca debe:

- **a)** Ponerse a tierra.
- **b)** Dejarse abierto.
- **c)** Cortocircuitarse.

3.21. Los transformadores de medida pueden ser combinados. Los de aislamiento de papel-aceite disponen en su interior de un TT de tipo capacitivo y un TI.

- **a)** Verdadero.
- **b)** Falso.

3.22. Los transformadores de tensión pueden estar aislados en gas para utilizarlos en subestaciones de tipo GIS.

- **a)** Verdadero.
- **b)** Falso.

3.23. Los TT de tipo inductivo también se suelen utilizar como transformadores de servicios auxiliares de la propia subestación.

- **a)** Verdadero.
- **b)** Falso.

3.24. La ferrorresonancia es un fenómeno que genera sobretensiones importantes, y es más frecuente en:

- **a)** TI de tipo óptico.
- **b)** TT de tipo inductivo.
- **c)** TT de tipo capacitivo.
- **d)** Transformador de potencia.

3.25. La puesta a tierra del neutro por baja reactancia se utiliza normalmente en:

- **a)** Puesta a tierra de neutros de generadores.
- **b)** Puesta a tierra de motores.
- **c)** Puesta a tierra de transformadores de subestaciones.
- **d)** Centros de transformación.

3.26. Un transformador de puesta a tierra se utiliza principalmente para proporcionar un punto neutro a efectos de puesta a tierra.

- **a)** Verdadero.
- **b)** Falso.

3.27. El reactor / reactancia limitadora de corriente se utiliza para:

- **a)** Reducir los niveles de cortocircuito a valores adecuados para los equipos aguas debajo de la reactancia.
- **b)** Reducir la ferrorresonancia.
- **c)** Conectar a tierra y a través de una impedancia en serie el neutro de las tres fases en triángulo de un transformador.
- **d)** Supresores de arco.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Actividades de aplicación

3.1. Los transformadores y autotransformadores más utilizados en subestaciones eléctricas son [_____]. Para servicios auxiliares y reserva se utilizan también los de [_____].

3.2. El cambiador de tomas suele llevar un relé de protección para la desconexión del transformador en el caso de que exista circulación [_____].

3.3. El transformador de distribución bitensión en BT está destinado a alimentar, simultáneamente, dos redes de BT de tensión distinta [_____], con neutro común a ambas [_____].

3.4. Los relés indirectos presentan la ventaja de que al utilizar trafos de intensidad no trabajan más que con intensidades pequeñas. [_____].

3.5. Algunos relés diferenciales incorporan en su diseño una restricción de armónicos para evitar [_____].

3.6. Todas las partes metálicas de un TI que no estén bajo tensión y sean accesibles [_____]. Asimismo hay que poner a tierra [_____].

3.7. Los TT de tipo capacitivo se componen básicamente de un [_____].

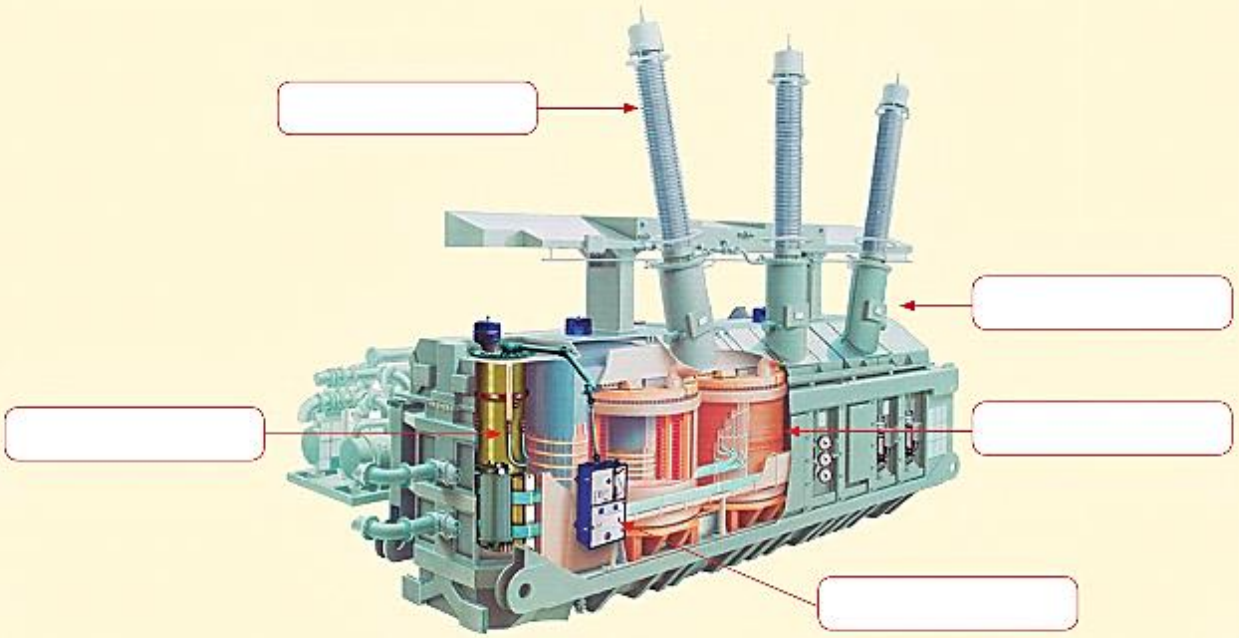
3.8. Cerca de la bobina de bloqueo debe ir bien el equipo de condensadores, bien de [_____].

3.9. A partir de una determinada tensión (unos 72,5 kV) todos [_____].

3.10. En la puesta a tierra por resistencia *(Zn = R)* si el neutro no es accesible (bobinado conectado en triángulo) se crea [_____].

3.11. En la conexión de bancos de condensadores se producen [_____].

3.12. En el transformador de la figura, indica qué elementos señalan las flechas:



© Ediciones Paraninfo

CamScanner

3.13. Indica cuáles son los elementos de las figuras:

3.14. Indica cuáles son los elementos de las figuras:

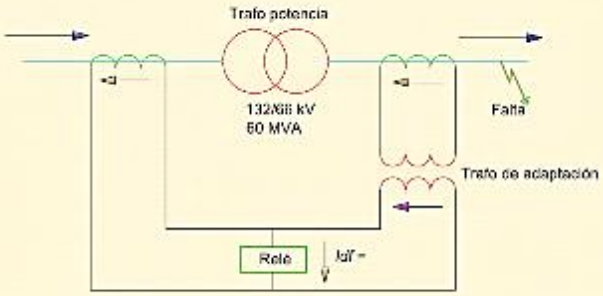
© Ediciones Paraninfo

CamScanner

3.15. ¿Sabes qué indica la siguiente designación que figura en la placa de características de un transformador?

(132 ± 5 × 5 %) / 66 kV

3.16. En la siguiente figura de protección diferencial de un transformador, se desea saber cuál es la relación de transformación del trafo de adaptación para igualar las corrientes de los trafos de intensidad.



3.17. Calcula la longitud máxima entre un TI y los aparatos de medida para que no existan errores por pasar de su potencia de precisión.

Los datos son:

Potencia de precisión del TI = 30 VA.
Cable de 6 mm² de sección.
Corriente secundaria del TI = 5 A.

Los equipos de medida son:

1 contador = 3 VA.
1 vatímetro = 3 VA.
1 amperímetro = 3 VA.
1 fasímetro = 12 VA.

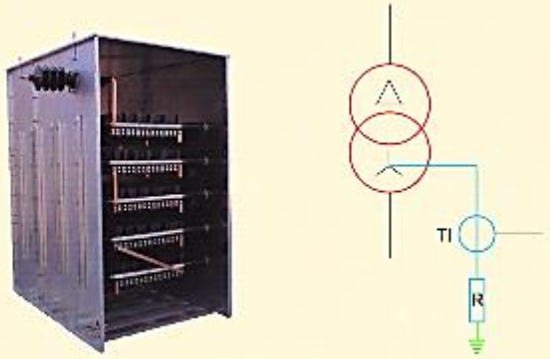
3.18. ¿Sabes qué indica la siguiente designación?

TT 22000/110-110 EX 0,2

3.21. En la siguiente figura, se desea saber:

a) ¿Qué indica el esquema?

b) ¿Cuál es el elemento de la figura?



3.22. En la siguiente figura, indica:

a) ¿Qué elemento es?

b) ¿Qué partes señalan las flechas?

3.19. En el ejemplo n.º 2 de regulación de tensión a flujo variable, completa la siguiente tabla:

Toma	Relación de transformación	U_{AT} (kV)	U_{BT} (kV)	I_{AT} (A)	I_{BT} (A)	Toma de potencia MVA
15 %					2.020	18,3

3.20. Relaciona las distintas protecciones de transformadores de potencia con sus correspondientes códigos ANSI.

Protección	Relación	Código ANSI
Buchholz		87 (1)
Liberador de presión		64 (2)
Diferencial		63B (3)
Cuba		49 (4)
Imagen térmica		63L (5)

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Actividades de ampliación

3.1. Realiza, en dos grupos de alumnos, un informe con vistas y esquemas de distintos tipos de cambiadores de tomas del regulador de un transformador de potencia.

Tienes información en el siguiente enlace:

www.reinhausen.com/es/XparoDownload.ashx?raid=56479

3.2. Elabora, en dos grupos de alumnos, un informe sobre transformadores de medida en el que se indiquen los valores característicos de un:

- Transformador de intensidad de media tensión de tipo exterior.
- Transformador de intensidad de medida en baja tensión en ambiente de MAT.
- Transformador de tensión monofásico de media tensión de tipo exterior.

Tienes información en el siguiente enlace:

http://www.rsisolsec.com/es/subestacion.html

3.3. Realiza, en dos grupos de alumnos, un informe sobre transformadores de tensión inductivos de media tensión de exterior con aislamiento seco y de papel-aceite en el que se indique:

- Tipos de transformadores.
- Partes características.
- Aplicaciones.
- Ventajas y opciones.

Tienes información en el siguiente enlace:

http://www.arteche.com/es/productos-y-soluciones/categoria/transformadores-de-medida-alta-tension

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Componentes de una subestación eléctrica (II). Maniobra y protección

4

Continuando con los distintos equipos y elementos que tiene una subestación eléctrica, se analizan en esta Unidad los elementos de mando y protección.

Se estudian interruptores automáticos, seccionadores, fusibles y canalizaciones, entre otros.

Se pretende que el alumnado distinga los diferentes elementos de mando y protección y describa el funcionamiento de estos.

Contenidos

- 4.1. Aparamenta de maniobra y protección
- 4.2. Conjuntos de aparamenta
- 4.3. Cables, conductores y canalizaciones
- 4.4. Conjuntos típicos de una subestación GIS

Objetivos

- Conocer los distintos elementos de mando y protección de una subestación eléctrica.
- Identificar los distintos tipos de interruptores automáticos de una subestación eléctrica por su forma externa, símbolo y ubicación.
- Identificar los distintos tipos de seccionadores de una subestación eléctrica por su forma externa, símbolo y ubicación.
- Determinar las distintas partes que conforman el sistema de puesta a tierra de una subestación eléctrica.
- Distinguir los componentes que forman los servicios auxiliares de una subestación eléctrica.
- Describir las distintas zonas de una subestación eléctrica.
- Reconocer las celdas metálicas de una subestación eléctrica por su forma externa, símbolo y ubicación.
- Identificar los conjuntos típicos de una subestación eléctrica de tipo GIS.

CamScanner

4.1. Aparamenta de maniobra y protección

La *aparamenta* es un término general aplicable a los aparatos de conexión y a su combinación con aparatos de mando, de protección y regulación asociados a ella, así como a los conjuntos de estos aparatos, con sus conexiones, accesorios, envolventes y soportes correspondientes.

La aparamenta de maniobra es aquella que abre y cierra circuitos eléctricos.

La aparamenta de protección es la que elimina los defectos que se pueden producir en la red aguas abajo.

4.1.1. Elementos de mando y protección

Los principales elementos de mando y protección que se analizan en este apartado son los que se suelen utilizar en las subestaciones eléctricas, principalmente en la parte de alta tensión. Se analizan los siguientes elementos de maniobra y protección:

1. Interruptor automático

Un *interruptor* (intervención) es un aparato mecánico de conexión capaz de establecer, de soportar y de interrumpir corrientes en las condiciones normales del circuito y, eventualmente, otras condiciones específicas de sobrecarga en servicio, así como de soportar, durante un tiempo determinado, corrientes en condiciones anormales, tales como las de cortocircuito.

Un *interruptor automático* (eliminar defectos) es un aparato mecánico de conexión capaz de establecer, de soportar y de interrumpir corrientes en las condiciones normales del circuito, así como de establecer, de soportar durante un tiempo especificado y de interrumpir corrientes en condiciones tales como las de cortocircuito.

Figura 4.1. *Interruptor automático. Fuente: Southern States.*

También se le conoce como interruptor automático de potencia y como disyuntor.

SABÍAS QUE

Los interruptores de potencia deben cumplir dos características: ser un perfecto conductor cuando está cerrado y ser un perfecto aislador al estar abierto.

Conceptos de interés sobre interruptores automáticos de potencia

Extinción del arco

Los sistemas de extinción de arco deben ser capaces de interrumpirlo en unos pocos milisegundos, para evitar el efecto térmico.

En corriente alterna, la corriente se anula a sí misma en el paso por cero de la onda. Hay que evitar un segundo cebado del arco (reencendido) después de un valor de corriente de cero. Esto se logra con la desionización del entrehierro formado entre los contactos del interruptor.

En corriente continua no existen valores de corriente que sean cero. Por tanto, para lograr la interrupción, la corriente debe ser forzada hasta alcanzar su valor de cero. Esto se logra aumentando la resistencia del arco hasta que su caída de tensión sea igual a la tensión del circuito, lo que se consigue con la elongación del arco o la reducción forzada del arco.

Las formas de extinción de arco son:

- Alargamiento.
- Fraccionamiento.
- Enfriamiento.

Secuencia de operación nominal

Conocida también como servicio de operación estándar o ciclo de servicio estándar, es la secuencia de operación indicada que el interruptor será capaz de ejecutar con las características nominales señadadas.

Existen dos opciones:

a) O - t - CO - t' - CO

t = 0,3 segundos para interruptores destinados al recierre rápido.

t = 3 minutos para interruptores no destinados al recierre rápido.

t' = 3 minutos.

O = operación de apertura.

CO = operación de cierre-apertura.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Esto indica que el interruptor puede abrir el circuito, recerrar a los 0,3 s, y en caso de cierre de falta esperar 3 minutos para intentar de nuevo la maniobra de cierre.

b) CO - t'' - CO

t'' = 15 segundos para interruptores no destinados al recierre rápido.

Clase de resistencia

Existen dos clases de resistencia mecánica:

- Clase M1: interruptor con duración mecánica normal (2.000 operaciones).
- Clase M2: interruptor de uso frecuente para requisitos de servicio especiales (10.000 operaciones).

Un interruptor destinado a la clase M2 se puede utilizar, por supuesto, para la clase M1.

Resistencia de preinserción

Resistencia de cierre. Se utiliza para limitar las sobretensiones en la red durante operaciones de conmutación. Estas resistencias se utilizan únicamente durante el cierre, y consisten en bloques de resistencias que son conectados en paralelo con la cámara de interrupción.

Los bloques de resistencias cerrarán el circuito aproximadamente de 8 ms a 12 ms antes de los contactos de arco. El valor típico de estas resistencias es de 400 Ω.

Se utilizan principalmente para líneas en vacío con valores altos de tensión.

Las resistencias de preinserción no deben confundirse con las resistencias de apertura, que se utilizan para reducir (amortiguar) la tensión transitoria de restablecimiento durante la apertura. Se suelen utilizar en interruptores más antiguos, por ejemplo, en los interruptores de aire comprimido.

ENLACES WEB

En el siguiente enlace tienes más información sobre el inductor de preinserción:
http://es.sandc.com/products/switching-outdoor-transmission/mark-v-circuit-switcher.asp

En la Figura 4.3 se puede apreciar un interruptor automático con resistencias de inserción.

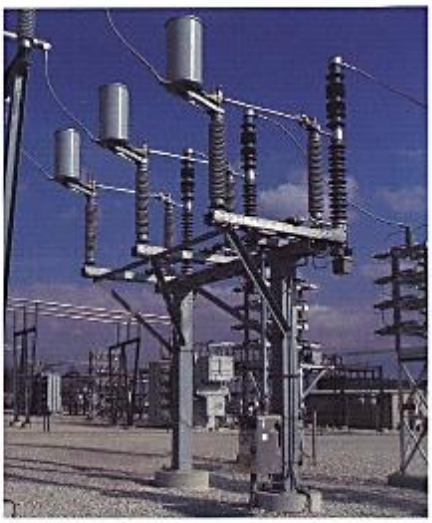


Figura 4.3. *Interruptor automático con inductores de preinserción. Fuente: S&C Electric.*

Capacitores equipotenciales

Se utilizan en ciertas ocasiones en interruptores «multiapertura» (dos o más cámaras de ruptura idénticas conectadas en serie) con el fin de distribuir uniformemente la tensión a través del espacio entre contactos.

El capacitor es conectado en paralelo con cada una de las cámaras de ruptura.

Capacitores en paralelo

Se utilizan para incrementar la capacidad de cortocircuito de los interruptores.

Nota

Los capacitores conectados entre línea y tierra tienen efectos similares a los capacitores en paralelo, pero se utilizan principalmente en interruptores de tanque muerto.

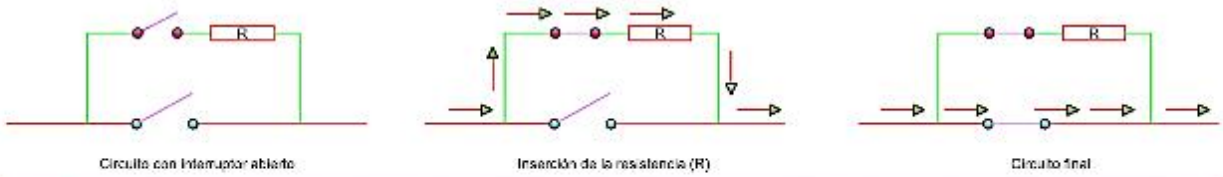


Figura 4.2. *Proceso de inserción de resistencia.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Figura 4.4. *Interruptor de pequeño volumen de aceite con dos cámaras de ruptura y capacitor.*

1. Cámara de ruptura.
2. Columna aislante.
3. Supervisión de gas.
4. Resorte de disparo con gabinete de protección.
5. Estructura soporte.
6. Mecanismo de operación.

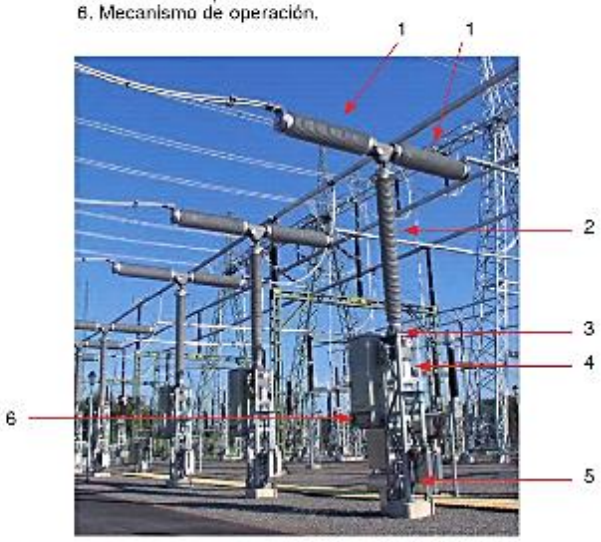


Figura 4.5. *Interruptor de tanque vivo.*

Interruptores de tanque muerto y tanque vivo

La tecnología de tanque muerto se caracteriza por que la cámara del interruptor está alojada en un contenedor metálico conectado a tierra. Las cámaras interruptivas y el medio aislante se alojan en la parte inferior del interruptor. Se conectan al exterior mediante bujes, lo cual permite instalar sobre estos los transformadores de intensidad.

El interruptor de tanque vivo tiene las cámaras interruptivas soportadas por columnas aislantes, y estas quedan aislando la parte energizada del potencial de tierra. El nivel de tensión determina la longitud de los aisladores de la cámara del interruptor y de la columna de aisladores.

El medio en el cual se extingue el arco se encuentra sometido a tensión.

En la Figura 4.6 se aprecia un interruptor automático de gas SF6 de tanque muerto.

1. Cámara de ruptura y aislante.
2. Buje *(bushing)*.
3. Transformador de intensidad (TI).

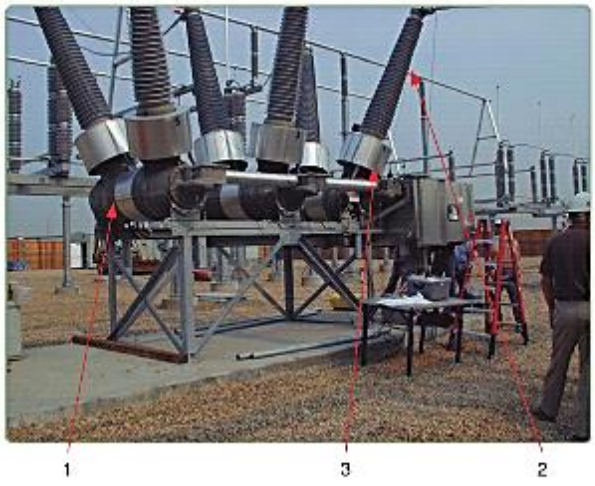


Figura 4.6. *Interruptor de tanque muerto.*

Tabla 4.1. Ventajas e inconvenientes de interruptores de tanque muerto y de tanque vivo

Ventajas e inconvenientes de interruptores de tanque muerto y de tanque vivo	
Tanque muerto	**Tanque vivo**
• Se pueden instalar transformadores de corriente de tipo boquilla, tanto en el lado de línea, como en el lado de la carga del interruptor. • Mejor capacidad de soporte sísmico que el de tanque vivo. • Se transporta ya ensamblado y ajustado desde fábrica. • El mantenimiento se hace a nivel de suelo. • Menos susceptible a problemas producidos por la contaminación atmosférica. • En tensiones elevadas se requieren varias etapas de interrupción para el caso de tanque vivo.	• Tiene un menor coste, ya que no incluye los transformadores de corriente. • Utiliza menor cantidad de fluido para la interrupción. • Requiere menor espacio para la instalación.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

En la Figura 4.7 se indican otras partes características de un interruptor de gas SF6 de tipo tanque vivo.

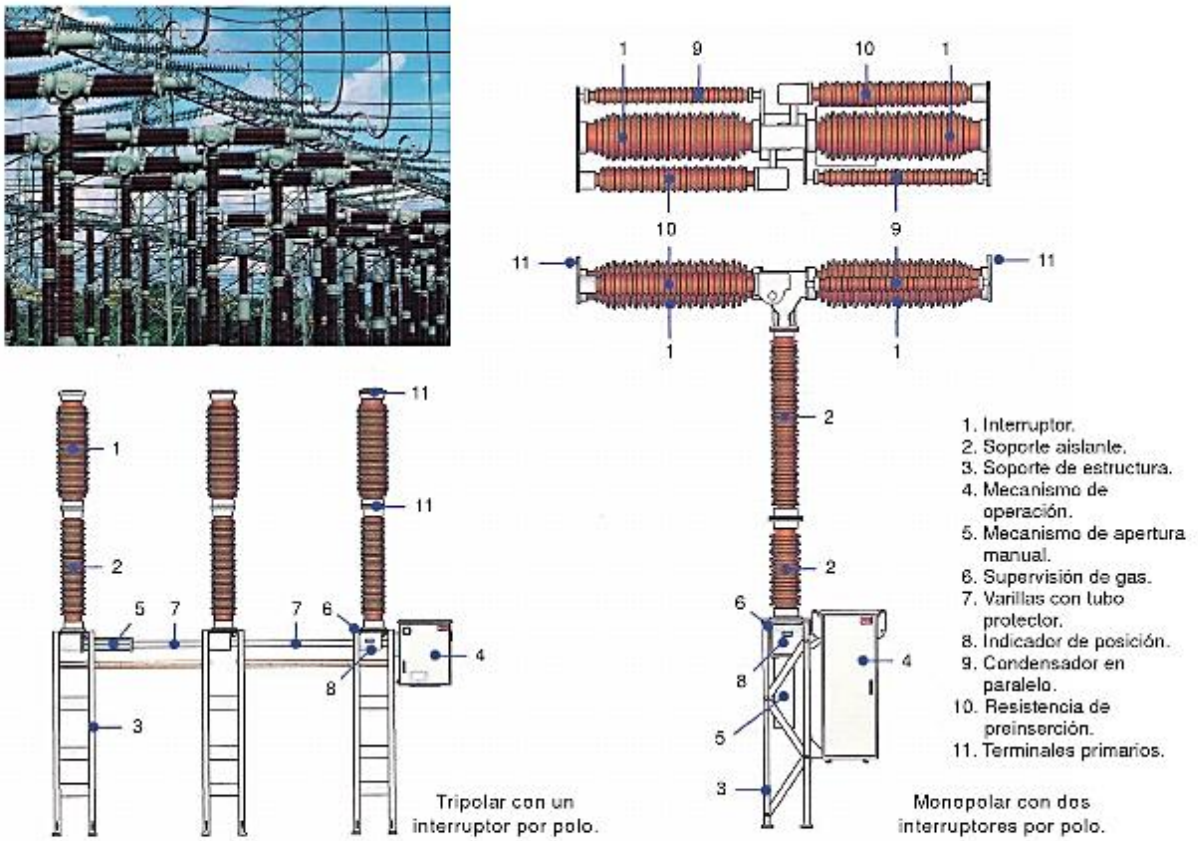


Figura 4.7. *Partes características de un interruptor de gas SF6 de tipo tanque vivo.*

ENLACES WEB

En los siguientes enlaces tienes más información sobre los interruptores automáticos:
http://www.abb.es
http://www.siemens.es

Poder de corte y poder de cierre en cortocircuito

El poder de cierre en cortocircuito es siempre superior al poder de corte en cortocircuito, en una proporción de aproximadamente 2,5 (Pcierre = 2,5 Pcorte).

La razón de que el poder de corte sea inferior al poder de cierre es debido a la forma de presentarse la corriente cuando existe un cortocircuito. El valor máximo de la corriente inmediatamente después de producirse un cortocircuito se llama corriente de cortocircuito dinámica.

El proceso de un cortocircuito se indica en la Figura 4.8.

Valores característicos de los interruptores de potencia

Las indicaciones que figuran en la placa de características de un interruptor de potencia son variadas. Se destacan las que son obligatorias según la norma: fabricante, designación del tipo y número de serie, tensión asignada (kV), tensión soportada asignada a impulsos de tipo rayo (kV), corriente asignada en servicio continuo (A), poder de corte asignado en cortocircuito (kA), secuencia de maniobras asignadas y fecha de difusión de la norma de referencia.

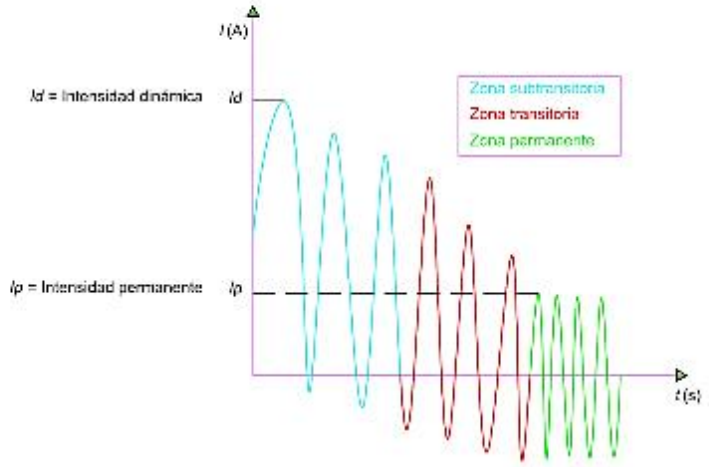
Poder de seccionamiento

En general, los interruptores de potencia no tienen poder de seccionamiento, por lo que es frecuente asociarlos a seccionadores.

¿Por qué se deben utilizar seccionadores?

© Ediciones Paraninfo

CamScanner



Cuando el interruptor cierra con cortocircuito existe la corriente *Id*, por tanto debe tener poder para cerrar ese valor de corriente.

Si abre con cortocircuito la corriente que debe cortar será la intensidad permanente (*Ip*), pues el propio interruptor tiene un cierto tiempo de espera entre que comienza actuar y el momento de cortar.

La corriente permanente produce esfuerzos térmicos y es la que tendría que soportar el circuito en el supuesto de que el interruptor no actuase.

Figura 4.8. *Zonas características de un cortocircuito.*

RECUERDA

No es lo mismo cortar que seccionar un circuito eléctrico.

Actualmente, existe una generación de interruptores de potencia (disyuntores) que cumplen la función de seccionamiento, y que se pueden considerar como disyuntores seccionadores.

En la siguiente figura se aprecia un modelo de disyuntor seccionador de alta tensión.

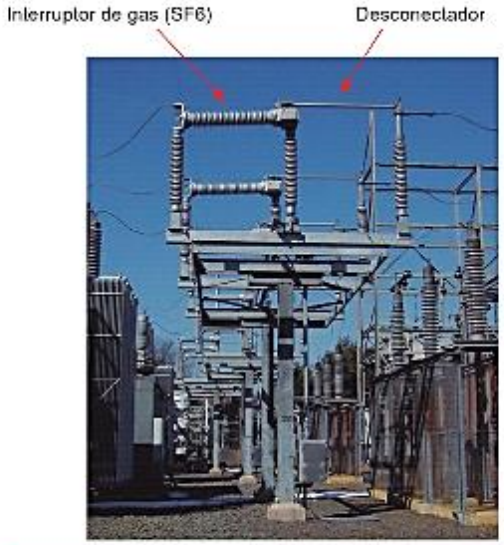


Figura 4.9. *Disyuntor seccionador horizontal. Fuente: Southern States.*

Interruptores extraíbles

Existen interruptores extraíbles tanto de tipo exterior como de tipo interior dentro de celdas destinadas a este fin.

En la Figura 4.10 se puede apreciar un interruptor extraíble de interior.

Figura 4.10. *Dos interruptores automáticos extraíbles en celdas de subestación. Fuente: Eléctricas-Badenes.*

ENLACES WEB

En el siguiente enlace tienes más información sobre los interruptores seccionadores:
http://www.southernstatesllc.com

En el siguiente enlace tienes más información sobre los interruptores extraíbles de exterior:
http://www.abb.es/product/es/9AAC710216.aspx

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Sensores para medir corriente

Un transformador de corriente sin contacto mide la corriente trifásica en la línea para proteger sistemas de energía, y para proporcionar la información en tiempo real a los relés de protección y a los operadores de sistema de energía, vía SCADA. Su diseño utiliza sensores montados para medir las corrientes de línea.

Figura 4.11. *Sensores para la medida de corrientes de línea. Fuente: Southern States.*

Accionamiento

Según el tipo de accionamiento, los interruptores pueden ser:

- **Resortes:** se reconocen por poseer una pequeña caja metálica adosada a la base del interruptor o a un sistema de barras.

ENLACES WEB

En el siguiente enlace puedes ver el funcionamiento del mecanismo de resorte.
http://www.abb.es/product/db0003db002618/c1257399005c5f4fc125715a00277be9.aspx?productLanguage=es&country=ES

- **Neumáticos:** se identifican visualmente por la presencia de un equipo compresor y un estanque acumulador de gran volumen.
- **Hidráulicos:** se identifican por un grupo motobomba y por mangueras de alta y baja presión, además de por un acumulador de nitrógeno con forma de cilindro.
- **Gas dinámico:** el mecanismo de maniobra es impulsado por gas SF6. El SF6 de alta presión de la cámara de interrupción se usa para aislar, extinguir el arco y maniobrar el interruptor.
- **Motor Drive:** es un sistema de servomotor, controlado digitalmente, capaz de accionar directamente los contactos del interruptor con gran precisión y fiabilidad.

Figura 4.12. *Interruptor monopolar de SF6 con accionamiento por resortes.*

Figura 4.13. *Interruptor monopolar de SF6 con accionamiento hidráulico. Fuente: Siemens.*

En la Figura 4.14 se indica una clasificación, de forma resumida, de los interruptores automáticos.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

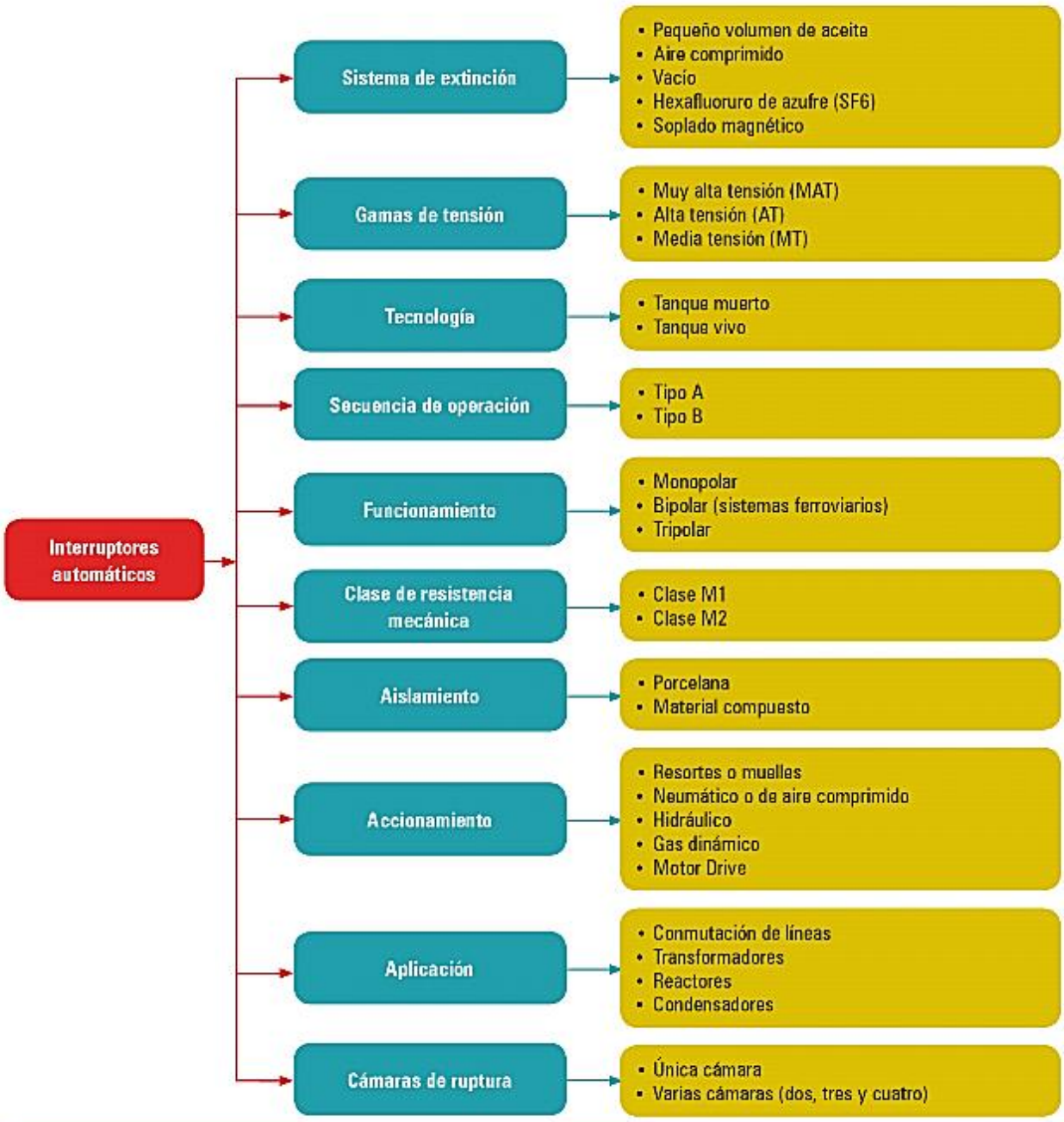


Figura 4.14. *Clasificación de los interruptores automáticos de alta tensión.*

SABÍAS QUE

Las mayores resistencias de contacto de los interruptores de potencia, seccionadores o empalmes de barra pueden generar daños extremadamente graves cuando se producen corrientes de fallo en el sistema. La comprobación periódica de la resistencia de contacto en el sistema permite evitar que ocurra esto.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Interruptor automático de pequeño volumen de aceite

La extinción del arco se realiza sumergiendo el arco en un líquido aislante como el aceite.

Existen dos tipos, el interruptor automático de pequeño volumen de aceite y el de gran volumen de aceite (en desuso por las grandes presiones internas).

Estos interruptores pueden tener una, dos, tres y hasta cuatro cámaras de ruptura.

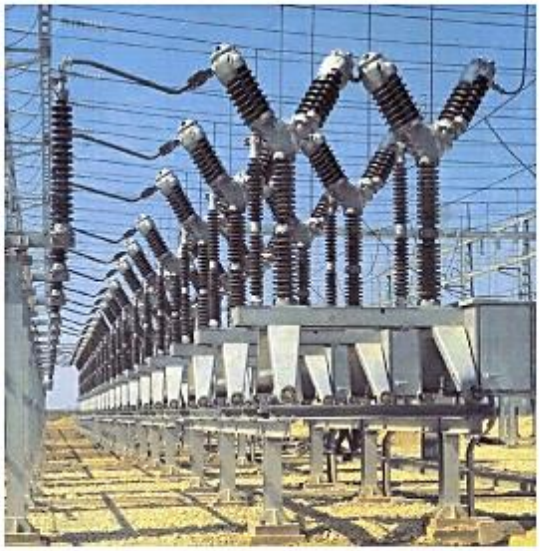


Figura 4.15. *Interruptor automático de pequeño volumen de aceite con dos cámaras de ruptura.*

Interruptor de aire comprimido (neumático)

Estos interruptores utilizan la propiedad que tiene el aire a presión al expandirse para extinguir el arco eléctrico. El modo de funcionamiento de este sistema consiste en inyectar aire a presión dentro del arco, y este se desioniza al pasar la corriente por cero.

Se aprovecha la elevada rigidez dieléctrica y unas características térmicas superiores a las del aire a presión atmosférica del aire comprimido para extinguir el arco eléctrico.

En la Figura 4.16 se puede apreciar un interruptor automático de aire comprimido.

Figura 4.16. *Interruptores automáticos de aire comprimido de exterior.*

Tabla 4.2. Ventajas y desventajas de los interruptores automáticos de pequeño volumen de aceite

Interruptor automático de pequeño volumen de aceite	
Ventajas	**Desventajas**
• Aparatos simples. • Se pueden utilizar para un gran rango de tensiones. • Reducción de la distancia de extinción (menor volumen de la aparamenta).	• El gas y los productos de descomposición del aceite contienen una gran cantidad de carbono, lo que genera suciedad e incluso que pueda existir una reducción en el aislamiento del elemento. Gran necesidad de mantenimiento. • Peligro de detonación por la presencia de hidrógeno. • Deterioro de las propiedades dieléctricas del aceite con el número de arcos interrumpidos.

Tabla 4.3. Ventajas y desventajas de los interruptores automáticos de aire comprimido

Interruptor automático de aire comprimido	
Ventajas	**Desventajas**
• Se puede utilizar para un gran rango de tensiones. • Las probabilidades de peligro de incendio son mucho menores respecto a los interruptores de aceite.	• Mantenimiento cuidadoso. • Necesidad de instalación de equipo de aire comprimido, lo que eleva el gasto de la instalación.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Interruptor de vacío

En estos interruptores el arco se produce en el interior de un tubo de maniobra en el que se ha hecho el vacío y donde se encuentran los contactos fijo y móvil. Su característica principal es que en ellos no se forman productos de descomposición, y además no se producen oxidaciones, al estar al vacío y herméticamente cerrados. Son los que cuentan con un mayor número de ventajas, presentando como contraposición un inconveniente de tipo económico.

En las siguientes figuras se pueden apreciar interruptores automáticos de vacío.

Figura 4.17. *Interruptor automático de vacío de exterior. Fuente: ABB.*

Figura 4.18. *Disyuntor de vacío. Fuente: Hcag.*

Interruptor de hexafluoruro de azufre (SF6)

Tiene excelentes propiedades aislantes y de extinción del arco.

Las características de este gas son: inerte, no tóxico, inodoro, extremadamente estable, alta rigidez dieléctrica, conductividad térmica elevada, gran capacidad térmica y pequeña constante de tiempo de arco. Los productos de descomposición del arco son buenos aislantes.

Los principios de extinción del arco son:

- **Soplador:** en la posición cerrada pasa la corriente sobre los contactos y todo el volumen del polo está sujeto a la misma presión. La precompresión del SF6 gaseoso comienza con la operación de apertura. En el instante de separación de los contactos de arqueo se alcanza la presión que se requiere para extinguir el arco.
- **Autosoplado:** en el supuesto de corriente alta, la energía del arco calienta el gas y da lugar a una elevación de presión en el volumen de calentamiento. Esta presión enfría luego el arco. En el caso de corriente baja, un soplador auxiliar genera suficiente presión para la interrupción.

Figura 4.19. *Interruptor automático de SF6 autosoplado tipo Y. Fuente: ISA.*

Tabla 4.4. Ventajas y desventajas de los interruptores automáticos de vacío

Interruptor automático de vacío	
Ventajas	**Desventajas**
• Volumen reducido. • Bajo mantenimiento, casi exento de por vida. • Excelentes prestaciones de maniobra junto con prolongada vida útil, tanto eléctrica como mecánica. • Tecnología de maniobra eléctrica respetuosa con el medio ambiente. • Calidad y fiabilidad elevadas.	• La rigidez dieléctrica del vacío aumenta poco con la distancia de aislamiento. • Producción de rayos X para tensiones elevadas. • Dificultad de conseguir un vacío perfecto. • Rango de tensiones de aplicación limitado.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Tabla 4.5. Ventajas y desventajas de los interruptores de SF6

Interruptor de hexafluoruro de azufre (SF6)	
Ventajas	**Desventajas**
• Se puede utilizar para cualquier rango de tensiones. • Pequeños tiempos de ruptura. • Altas prestaciones.	• Gas contenido en recintos estancos.

Interruptores en gas SF6 con cámara de ruptura de autocompresión

Este tipo de interruptor en gas SF6 es la tecnología más reciente. La diferencia básica en comparación con los anteriores es que estos tienen la particularidad de retraer el contacto de arqueo en la fase final del movimiento de apertura, y al cierre regresar a su posición original.

Figura 4.20. *Interruptor de SF6 de tanque vivo, tripolar, accionado por resorte y con cámara de autocompresión.*

El interruptor tripolar abre y cierra simultáneamente las tres fases del sistema eléctrico trifásico. Por lo contrario, el interruptor monopolar solo maniobra una fase; cada posición requiere, por tanto, tres interruptores monopolares.

Los interruptores monopolares se utilizan en las líneas de alta tensión (AT) y muy alta tensión (MAT) ya que permiten el reenganche monofásico que sigue al disparo monofásico producido por una falla fase-tierra (la más común). Por el desequilibrio que origina en las magnitudes eléctricas, el disparo monofásico solo puede darse cuando se tiene la garantía de un reenganche con éxito en un breve espacio de tiempo. En las demás posiciones, transformadores y acoplamientos no hay reenganche, siendo válido un interruptor tripolar. También se instalan interruptores monopolares cuya maniobra debe ser siempre tripolar.

Figura 4.21. *Interruptor de SF6 protector de banco de condensadores. Fuente: Southern States.*

ENLACES WEB

En el siguiente enlace tienes más información sobre interruptores automáticos:
http://www.southernstatesllc.com

En la Figura 4.22 se indica un interruptor de tanque muerto.

Figura 4.22. *Interruptor tripolar de tanque muerto. Fuente: Siemens.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Módulos híbridos

Los módulos híbridos son multifunción, e integran y combinan varias funciones. Es posible, por ejemplo, combinar el seccionador/interruptor de puesta a tierra con una cámara de ruptura. La cámara garantiza la conexión a tierra de una línea en condiciones de probable cortocircuito. Los transformadores de corriente exteriores montados sobre terminales de SF6 son los que miden la corriente.

En la siguiente Figura 4.24 se puede apreciar un módulo híbrido llamado PASS M00, diseñado por ABB, con las siguientes funciones: medición de corriente, desconexión e interrupción de corriente y conexión a tierra. Este equipo dispone de un seccionador de 5 posiciones, cuyos contactos móviles están integrados en la misma cámara. El giro preciso de los contactos móviles permite desconectar la línea, desconectar la barra colectora y conectar a tierra la línea y la barra colectora a través del cierre del interruptor automático, todo ello con un único accionamiento.

Interruptor de soplado magnético

Consiste en producir, por la acción de un campo magnético excitado por la propia corriente a cortar, un alargamiento del arco más rápido, que es canalizado hacia el interior de una cámara de extinción de material aislante, refractario y de gran capacidad calorífica.

En serie con los contactos del interruptor se conecta una bobina de soplado magnético, la cual crea un campo magnético que interactúa con la corriente de arco, creando una fuerza de empuje que desplaza y alarga el arco eléctrico.

En la Figura 4.25 se indica el principio de funcionamiento de este tipo de extinción de arco.

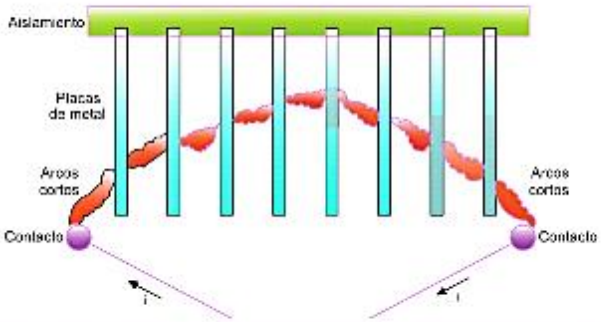


Figura 4.25. *Principio de funcionamiento del soplado magnético.*

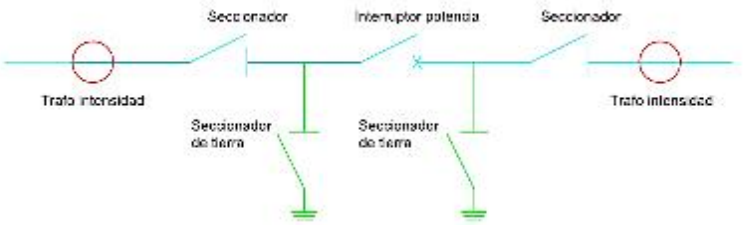


Figura 4.23. *Módulo híbrido de simple barra. Fuente: Tecinsa.*

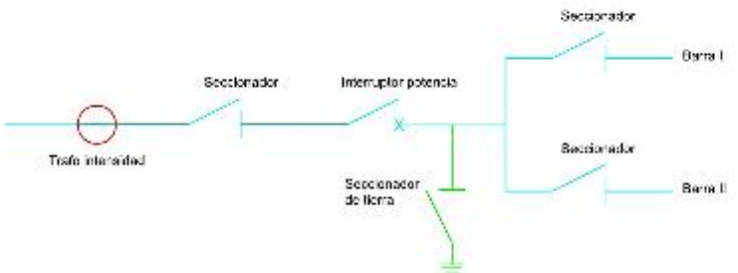


Figura 4.24. *Módulo híbrido PASS M90 para doble barra. Fuente ABB.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

2. Reconectador

También llamado restaurador o reenganchador. Es un dispositivo autocontrolado para interrumpir y cerrar automáticamente circuitos de corriente alterna, con una secuencia determinada de aperturas y cierres seguidos de una operación final de cierre o apertura definitiva. En caso de que la falta no fuera eliminada, entonces el restaurador opera manteniendo sus contactos abiertos.

Es un elemento con capacidad de apertura y cierre en cortocircuito para unos determinados valores.

No asegura el seccionamiento en todas sus condiciones.

Está dotado de automatismos de reenganche para restablecer el servicio en el caso de faltas pasajeras, protecciones instantáneas y temporizadas.

Está diseñado para interrumpir en una sola fase o en tres fases simultáneamente.

El accionamiento puede ser eléctrico (desde el armario de control), telemandado y manualmente (pértiga).

Su principal utilización es en cabecera de línea de subestación y en derivaciones importantes de la red. Es, por tanto, un elemento destinado a soportar y/o complementar las acciones de los interruptores de cabecera de línea.

Figura 4.26. *Reconectador de vacío. Fuente: Noja Power.*

Los reconectadores pueden ser de diferentes formas, a saber:

- Monofásicos o trifásicos.
- Con control hidráulico, electrónico o con microprocesador.
- Con interrupción en aceite o en vacío.
- Con aislamiento sólido (resina), aceite o gas (SF6).

SABÍAS QUE

El reconectador se puede abrir (con o sin carga) mediante el uso de una pértiga. Posteriormente, se puede bloquear (en posición de abierto), aislando las bobinas de apertura y de cierre desde el armario de control.

El reconectador, por razones de seguridad, no puede cerrar de forma manual utilizando la pértiga, sin embargo, la manilla (color amarillo) deberá estar en la posición de cierre o hacia arriba, para que el circuito de cierre funcione. En esta situación se cierra desde el armario de control.

La medida de la tensión aguas abajo del punto de corte permite controlar las reconexiones con mayor seguridad ante posibles autogeneradores o grandes máquinas sobre la línea.

Por razones de costo, en algunos casos puede resultar conveniente utilizar el reconectador como protección de una instalación de consumo, regulándose con un solo ciclo de operación. En tal caso, su calibración y funcionamiento será equivalente a la de un interruptor de potencia convencional.

Anilla amarilla de un reconectador para actuación manual con pértiga.

El reconectador de dieléctrico sólido utiliza un interruptor de vacío, contenido en un molde de material epoxi, eliminando la necesidad de aislantes como el aceite o el gas.

Figura 4.27. *Reconectador trifásico de dieléctrico sólido.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

SABÍAS QUE

Un interruptor puede estar aislado, por ejemplo, en gas (SF6) e interrumpir con técnica de vacío.

3. Interruptor-seccionador SF6

En este apartado se analizan los interruptores-seccionadores de gas (SF6) que suelen ir en el interior de celdas.

El interruptor-seccionador puede adoptar una de las tres posiciones siguientes: cerrado, abierto y puesto a tierra.

Una variante de este interruptor-seccionador es el de fusibles combinados de alto poder de ruptura (APR) con percutor.

El interruptor-seccionador tiene poder de cierre en cortocircuito, pero no tiene poder de corte de cortocircuito.

4. Seccionadores

También llamados separadores o desconectadores.

El seccionador es un aparato mecánico que garantiza, por razones de seguridad, en posición de abierta, una distancia de aislamiento que satisface las condiciones específicas.

SABÍAS QUE

El aislamiento eléctrico depende de las mínimas distancias, entre otros, de:

- Fase-fase.
- Fase-masa.
- Fase-tierra.

El aislamiento puede ser externo o interno, autorregenerable y no autorregenerable.

Un seccionador es capaz de abrir y cerrar un circuito cuando una corriente de *intensidad despreciable* es interrumpida o establecida, o bien cuando no se produce un cambio notable de la tensión entre cada uno de sus polos. Es también capaz de soportar permanentemente corrientes en las condiciones normales del circuito, así como fuertes intensidades durante un tiempo especificado, en condiciones anormales, tales como las de cortocircuito.

¿Sabes qué es la intensidad despreciable?

La distancia de seccionamiento es, por regla general, superior a la distancia a la masa, no para asegurar una autocoordinación, sino para proporcionar la máxima seguridad aguas abajo.

Cuando se trata de la seguridad de las personas, la apertura del seccionador se completa con la puesta a tierra de los bornes de salida.

El seccionador no está diseñado para maniobrar en carga, es conveniente que exista un enclavamiento entre el interruptor y los seccionadores asociados, de forma que no se puedan maniobrar los seccionadores cuando el interruptor está cerrado.

Figura 4.28. *Seccionadores semipantógrafos. Fuente: Hapam.*

Con el seccionador en posición de abierto se asegura una distancia de seccionamiento suficiente para que bajo cualquier condición de sobretensión no haya paso de la corriente de un lado a otro del mismo.

La misión de los seccionadores es aislar tramos de circuitos de una forma *visible* para realizar maniobras de operación o de mantenimiento.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

SABÍAS QUE

Los seccionadores y seccionadores de puesta a tierra, incluyendo sus mecanismos de maniobra, deben diseñarse de tal forma que no puedan abandonar su posición de abierto o cerrado por la gravedad, la presión del viento, las vibraciones, los choques de razonable importancia o esfuerzos accidentales sobre las bielas de conexión a sus mandos.

Dado que el seccionador no se debe maniobrar en carga, se recomienda (no es obligatorio) que exista un enclavamiento entre el interruptor y los seccionadores asociados, de forma que no se pueda accionar el seccionador cuando el interruptor está cerrado. Los enclavamientos pueden ser:

- **Mecánico:** el interruptor y los seccionadores disponen de una cerradura con la misma llave. Para maniobrar los seccionadores hace falta la llave, que solo puede ser extraída de la cerradura del interruptor cuando este está abierto.
- **Eléctrico:** el circuito eléctrico que alimenta el motor del seccionador tiene un contacto auxiliar del interruptor que está en posición de abierto cuando el interruptor está cerrado y, por tanto, impide la maniobra del seccionador.
- ***Software:*** el dispositivo informático (PLC y PC, entre otros) recibe el estado (abierto o cerrado) de los equipos mediante contactos auxiliares, y da permiso a las órdenes de apertura o cierre en función del estado de dichos contactos.

Algunos seccionadores de media tensión (MT) pueden abrir en carga utilizando un interruptor portátil llamado *load buster.*

En la Figura 4.50 se indica la maniobra en carga de un seccionador con *load buster.*

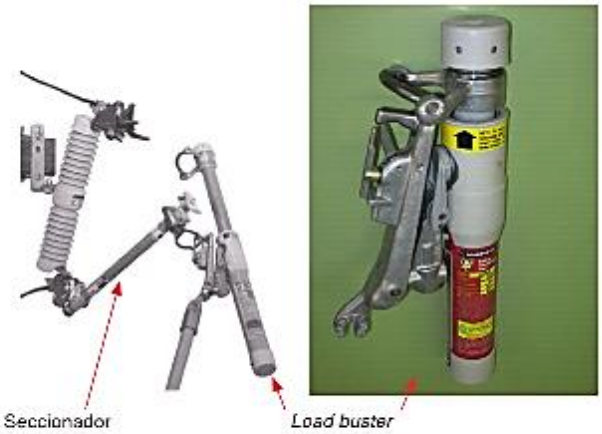


Figura 4.29. *Maniobra en carga de un seccionador con* load buster.

Valores característicos de los secccionadores

Las indicaciones que figuran en la placa de características de un seccionador son variadas. Se destacan las que son obligatorias según norma: fabricante, designación del tipo y número de serie, año de fabricación, tensión asignada (kV), tensión soportada asignada a impulsos de tipo rayo (kV), corriente asignada en servicio continuo (A), corriente asignada de corta duración (kA), duración de cortocircuito asignada y clase de endurancia mecánica.

Cuchillas de tierra

En muchos casos resulta conveniente poner a tierra las instalaciones cuando se debe trabajar en ellas, por lo que se construyen seccionadores con cuchillas de puesta a tierra.

Clasificación de seccionadores

Los distintos tipos de seccionadores se indican, de forma resumida, en la Figura 4.30.

Las principales características de los seccionadores más utilizados son las siguientes.

Seccionador de cuchillas giratorias

Los seccionadores de cuchillas, tanto giratorias como deslizantes, son los más utilizados en media tensión (MT).

Los de cuchillas giratorias se utilizan tanto para interior como para exterior y en su versión unipolar o tripolar.

SABÍAS QUE

La utilización de seccionadores unipolares puede provocar desequilibrio entre las fases de una instalación.

Están formados por un armazón metálico rígido donde se apoyan el resto de elementos, dos aisladores soporte, un contacto fijo y un contacto móvil o cuchilla giratoria.

Suelen llevar cuchillas de puesta a tierra accionadas por medio de una palanca auxiliar maniobrada por pértiga de accionamiento. Cuando están conectadas las cuchillas del seccionador resulta imposible conectar las cuchillas de puesta a tierra, y viceversa, debido a un enclavamiento electromecánico.

¿Cuál es la función de las cuchillas de puesta a tierra?

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

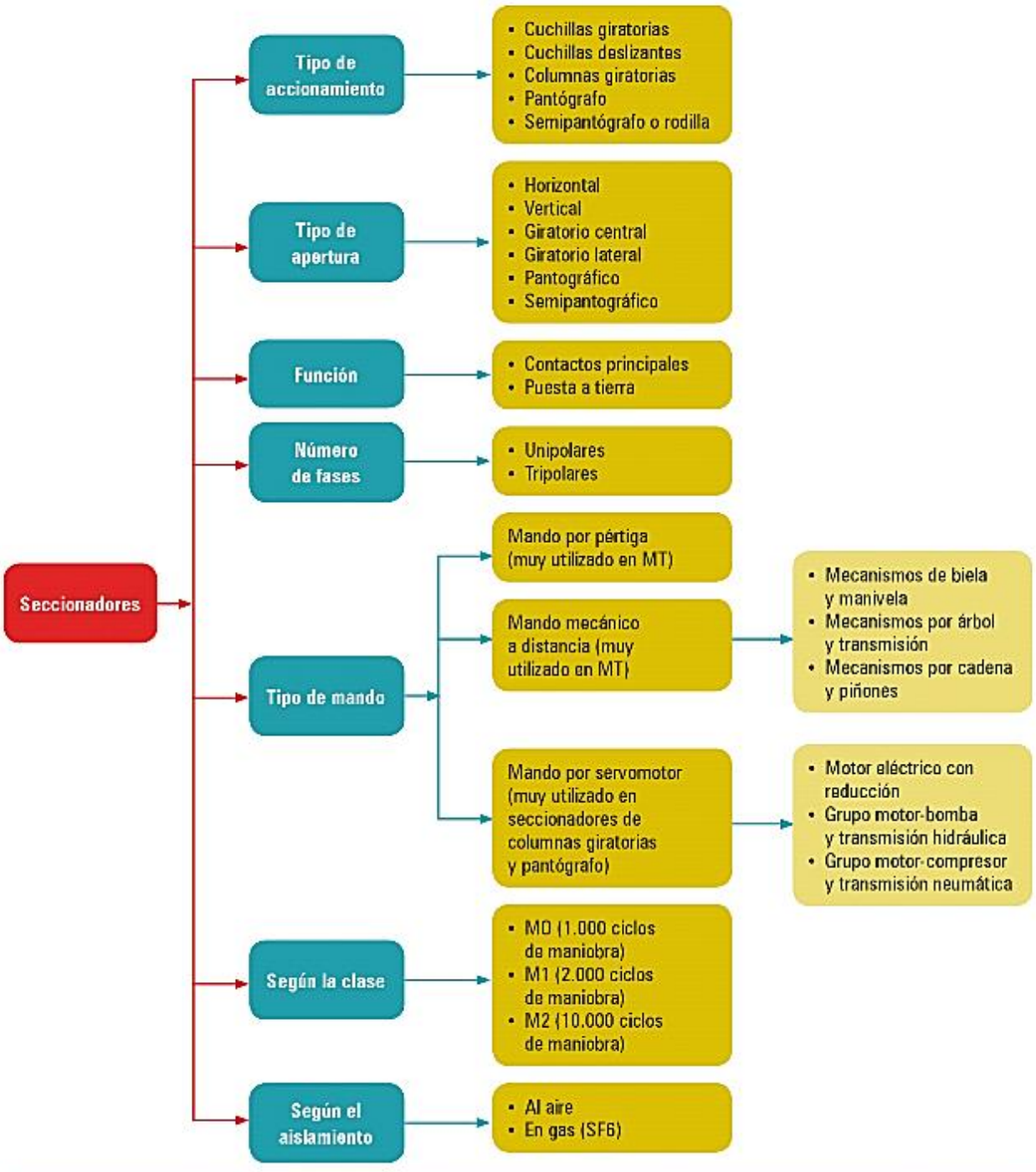


Figura 4.30. *Clasificación de seccionadores.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Figura 4.31. *Seccionador unipolar de cuchillas giratorias.*

Figura 4.32. *Seccionador tripolar de cuchillas giratorias.*

Seccionador de cuchillas deslizantes

También se utiliza en media tensión, pero su capacidad de desconexión es bastante menor que en los de cuchillas giratorias.

Se utiliza en lugares angostos, donde el desplazamiento lateral de las cuchillas no será posible. En estos seccionadores las cuchillas no giran lateralmente, sino que se desplazan longitudinalmente.

Seccionador de tres columnas giratorias de apertura central

Es un seccionador de columna giratoria o de tres columnas por polo. La cuchilla o contacto móvil está fijada sobre una columna aislante central que es giratoria. Con esta disposición se tiene una interrupción doble, de tal manera que cada punto de interrupción requiere una distancia en aire igual a la mitad de la total.

En el supuesto de que se disponga de un seccionador de columna central giratoria trifásico, el accionamiento de las tres columnas centrales giratorias se realiza mediante un juego de barras y bielas, que permiten un accionamiento conjunto de las tres cuchillas.

Este seccionador suele llevar 1 o 2 cuchillas de puesta a tierra enclavadas mecánicamente con las principales. La cuchilla de puesta a tierra suele ser un tubo de aluminio instalado a la derecha o izquierda.

Este seccionador se utiliza para tensiones comprendidas entre 36 kV y 245 kV.

El mecanismo de operación suele ser manual o por motor eléctrico.

Figura 4.33. *Seccionador unipolar de tres columnas de apertura central.*

Figura 4.34. *Seccionador de tres columnas de apertura central con cuchilla (tubo) de puesta a tierra. Fuente: Eltratec.*

Seccionadores de columnas giratorias en V

Los seccionadores de este tipo tienen tres columnas en V, con la central giratoria o de dos columnas giratorias.

Estos seccionadores suelen llevar cuchillas de puesta a tierra enclavadas mecánicamente con las principales.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

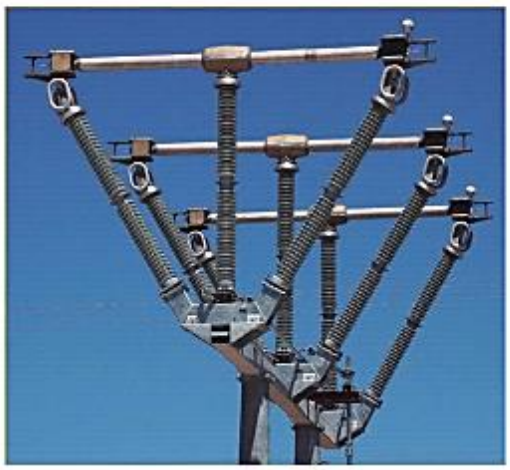


Figura 4.35. *Seccionador de tres columnas en V, con la central giratoria. Fuente: Southern States.*

Seccionador de dos columnas giratorias por polo

Es un seccionador giratorio de apertura central.

Este seccionador dispone de dos columnas giratorias y portadoras de cuchillas que giran hacia el mismo costado (normalmente hacia la derecha visto desde la columna de accionamiento). En este caso se obtiene solo un punto de interrupción a mitad de recorrido entre las columnas.

Suele llevar cuchillas de puesta a tierra enclavadas mecánicamente con las principales. La cuchilla de puesta a tierra suele ser un tubo de aluminio instalado a la derecha o izquierda.

Estos seccionadores se utilizan para tensiones comprendidas entre 36 kV y 245 kV.

El mecanismo de operación suele ser manual, por aire comprimido o por motor eléctrico.

Figura 4.36. *Seccionadores de dos columnas giratorias por polo. Fuente: Zwae.*

Si el interruptor es tripolar se acoplan los polos entre sí, y el accionamiento va unido a los aisladores giratorios de un polo, desde donde parten las varillas de acoplamiento con los otros polos.

Seccionador de dos columnas y apertura lateral

Seccionador de dos columnas, una fija y la otra giratoria.

Puede llevar cuchillas de puesta a tierra, enclavadas mecánicamente con las principales.

RECUERDA

El seccionador no puede abrir ni cerrar en carga.

ENLACES WEB

En los siguientes enlaces tienes más información sobre los seccionadores:
http://www.zwae.com.pl
http://www.mesa.es
http://www.gtms.com.br

Seccionador pantógrafo

Estos seccionadores se suelen utilizar para la conexión entre líneas y barras que se hallan a distinta altura y cruzadas entre sí. Son seccionadores de un solo poste aislante, sobre el cual se soporta la parte móvil.

Los componentes principales, por polo o fase, son:

- **Caja metálica:** es la base del mecanismo del pantógrafo, que posee dos niveles, el inferior donde se sitúan los resortes que aseguran la presión de contacto, así como el eje de mando, y el nivel superior donde está fijado el mecanismo que ataca los brazos inferiores del pantógrafo.
- **Columna soporte:** tiene dos o tres aisladores superpuestos y acoplados entre sí mecánicamente.
- **Pantógrafo:** constituido por cuatro brazos horizontales cruzados, dos a dos, por cuatro brazos verticales y por los contactos móviles.
- **Contacto de línea:** se fija a la línea por una derivación en forma de T.
- **Caja de comando.**

Estos seccionadores se pueden equipar con cuchillas de puesta a tierra.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Estos seccionadores se utilizan para tensiones comprendidas entre 132 kV y 550 kV, y para corrientes entre 800 A y 3.150 A.

El mando para estos seccionadores es muy variado: mando de pértiga y mando mecánico a distancia, entre otros.

Figura 4.37. *Pantógrafo. Fuente: Montelectu.*

Figura 4.38. *Contracontactos de pantógrafo.*

Seccionador semipantógrafo

También llamado de tipo rodilla.

El brazo del seccionador, que constituye el contacto móvil, se mueve en un plano vertical y abierto que genera un espacio de aislamiento horizontal.

Las cuchillas de puesta a tierra se pueden instalar en ambos lados del seccionador tipo rodilla.

Este seccionador se emplea en subestaciones con espacios pequeños entre fases, siendo el más conveniente como seccionador de salida de línea.

En la siguiente figura se indica un ejemplo de mandos de estos equipos:

Figura 4.39. *Caja de control de un seccionador. Fuente: Alstom.*

5. Seccionador de puesta a tierra

Aparato mecánico que permite unir eléctricamente la parte activa con masa mediante el movimiento de sus cuchillas.

Se utiliza en trabajos sin tensión, para asegurar que cualquier tensión (inducida o directa) que aparezca en los conductores se derive a tierra, protegiendo a las personas.

La principal función es la conexión a tierra de una parte de un circuito. Además, en los seccionadores de puesta a tierra tripolares, tiene como función el cierre en cortocircuito de las tres fases de un sistema trifásico.

¿Sabes qué regla de oro prescribe la puesta a tierra en cortocircuito?

En muchos casos el seccionador de puesta a tierra está asociado con seccionadores, formando un único aparato combinado que asume las funciones de seccionador y seccionador de puesta a tierra. En este aparato combinado existe siempre un enclavamiento mecánico que impide que el seccionador y el seccionador de puesta a tierra estén cerrados simultáneamente.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Figura 4.40. *Seccionador y seccionador de puesta a tierra. Fuente: Ilanec.*

Puede o no tener poder de cierre. El poder de cierre se consigue con un dispositivo en el accionamiento que asegure una determinada velocidad de cierre. Este mecanismo suele ser de acumulación de energía a base de resortes, la cual se libera bruscamente, de tal manera que la fuerza y la velocidad de cierre son independientes de la acción del operador.

Los seccionadores de puesta a tierra pueden ser de mantenimiento o de cierre rápido.

Figura 4.41. *Seccionador de puesta a tierra de apertura vertical, para tensiones entre 109 kV y 245 kV. Accionamiento por mando manual o motorizado. Fuente: Electrolaz.*

El seccionador de puesta a tierra rápido es resistente al cierre en cortocircuito; el movimiento de cierre se hace rápido y el movimiento de apertura lentamente. La posición de apertura o cierre se puede ver en el accionamiento por medio de un indicador de posición acoplado mecánicamente.

Los seccionadores de puesta a tierra disponen de un enchufe coaxial para conectar un aparato verificador de ausencia de tensión.

Las conexiones de cobre flexible entre partes móviles de un seccionador de puesta a tierra y el bastidor deben tener una sección de al menos 50 mm^2.

Según el tipo de clase, los seccionadores de puesta a tierra pueden ser:

- **Clase E0:** seccionador de puesta a tierra indicado para aplicaciones en sistemas de distribución y transmisión, cumpliendo con los requisitos de la norma EN 62271-102.
- **Clase E1:** seccionador de puesta a tierra de clase E0 con poder de cierre sobre cortocircuito.
- **Clase E2:** seccionador de puesta a tierra de clase E1 requiriendo un mantenimiento mínimo, capaz de un número extendido de maniobras de cierre contra cortocircuito, indicado para aplicaciones en sistemas de hasta 52 kV inclusive.

6. Interruptor-seccionador (seccionador bajo carga)

Realmente es un seccionador con la función de apertura y cierre en carga.

También puede cerrar en cortocircuito si está equipado con dispositivos que aseguren la fuerza y la velocidad de cierre, independientemente de la acción del operador.

¿Sabes qué es un circuito con carga?

Se define como un aparato mecánico de conexión capaz de establecer, soportar e interrumpir intensidades en condiciones normales del circuito. Comprende eventualmente condiciones específicas de sobrecarga en servicio, y soporta durante un tiempo especificado intensidades en condiciones anormales del circuito.

SABÍAS QUE

El interruptor-seccionador no tiene función de protección, a no ser que se combine con fusibles. No se trata, por tanto, de un disyuntor de potencia con la función de seccionador como se ha visto en el tema de interruptores automáticos.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

En las siguientes figuras se indican algunos tipos de interruptores-seccionadores (seccionadores bajo carga).

Figura 4.42. *Interruptor-seccionador con cámara de ruptura de arco. Fuente: Southern States.*

Figura 4.43. *Seccionador bajo carga en SF6.*

RECUERDA

El seccionador bajo carga puede cerrar en cortocircuito, pero no abrir en cortocircuito.

7. Fusibles

En este apartado analizamos los fusibles utilizados en alta tensión.

Los fusibles son elementos destinados a interrumpir corrientes de cortocircuito e, incluso, a limitarlas en su valor (fusibles limitadores), debido a que pueden interrumpir la corriente en tiempos inferiores a un cuarto de período (5 ms a 50 Hz), y por tanto la corriente no llega a su valor de cresta.

Destacamos los fusibles de tipo cartucho de alto poder de ruptura (APR) y los llamados cortacircuitos fusibles de expulsión seccionadores (conocidos como XS).

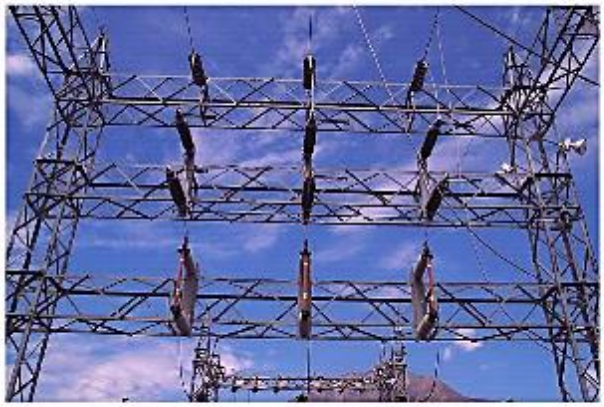


Figura 4.44. *Fusibles de tipo cartucho en la parte inferior del pórtico.*

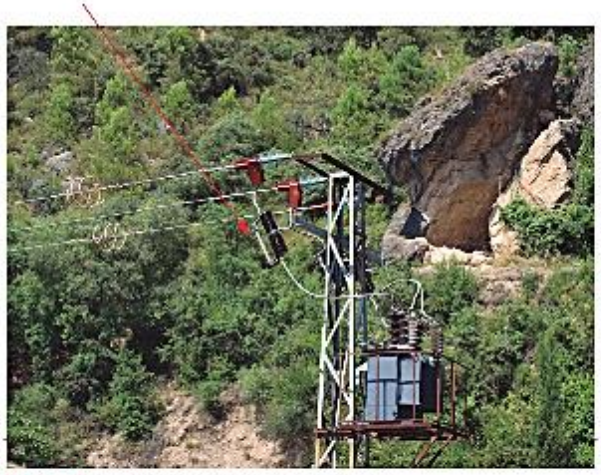


Figura 4.45. *Cortacircuitos fusibles de expulsión.*

8. Pararrayos

Los pararrayos protegen aguas abajo limitando las sobretensiones de origen atmosférico y de maniobra a unos valores adecuados.

El objetivo básico que se pretende conseguir con la utilización de pararrayos es dar el mayor margen de protección contra sobretensiones al equipo que se protege. En un equipo protegido adecuadamente por pararrayos, las sobre-

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

tensiones nunca podrán alcanzar valores superiores a aquellos que el equipo puede soportar.

Existen varios tipos de pararrayos, destacando:

- **Cable de tierra o cable guarda:** es un cable que suele ir en la parte superior de las líneas de alta tensión y que constituye una jaula de Faraday incompleta.
- **Autoválvula:** consiste en una resistencia variable con la tensión que en condiciones normales es de alto valor, impidiendo que la corriente se derive a tierra por ella. Al subir de forma brusca la tensión, dicha resistencia baja de valor, con lo que la corriente puede circular fácilmente por ella a tierra. Los pararrayos más utilizados son los de óxido de zinc.

¿Las autoválvulas cumplen la ley de Ohm?

Figura 4.46. *Cable de tierra o cable guarda.*

En la Tabla 4.6 se indican, de forma resumida, las diferencias entre los distintos elementos de maniobra y protección, en función de la corriente de cortocircuito que pueden soportar.

Tabla 4.6. Prestaciones de la aparamenta frente a las corrientes de cortocircuito

Aparamenta	Corriente de cortocircuito soportada durante un tiempo «t»	Cerrarla	Abrirla
Seccionador	Sí	No	No
Seccionador de puesta a tierra con cierre rápido	Sí	Sí	No
Interruptor-seccionador (seccionador bajo carga)	Sí	Sí	No
Interruptor automático (disyuntor de potencia)	Sí	Sí	Sí
Fusible de alto poder de ruptura (APR)	No	No	Sí

9. Aisladores

Los aisladores no permiten que la electricidad pase de los conductores a los apoyos, y de estos a tierra.

Se montan con varios elementos formando las llamadas cadenas de aisladores (de amarre o de suspensión).

Figura 4.47. *Pararrayos autoválvulas de subestación.*

Figura 4.48. *Pararrayos autoválvulas de AT.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Pueden estar hechos de materiales cerámicos (porcelanas), de vidrio, de aislamiento compuesto de goma de silicona, de polímeros o de otro material de características adecuadas a su función.

Las protecciones de las cadenas de aisladores están diseñadas para:

- Reducir al máximo el efecto corona y los niveles de radio interferencia, asegurando la repartición del gradiente de potencial a lo largo de la cadena.
- Soportar sin daños graves los arcos de potencia que se generan en las cadenas de aisladores. Por esta razón, se fabrican de acero galvanizado en caliente, en general de redondos macizos, salvo en las raquetas de 400 kV en las que se emplea tubo.

Como elementos de protección de las cadenas de aisladores se utilizan: raquetas, raquetas de tipo anillo, aros de equipotenciales y descargadores (cuernos), entre otros.

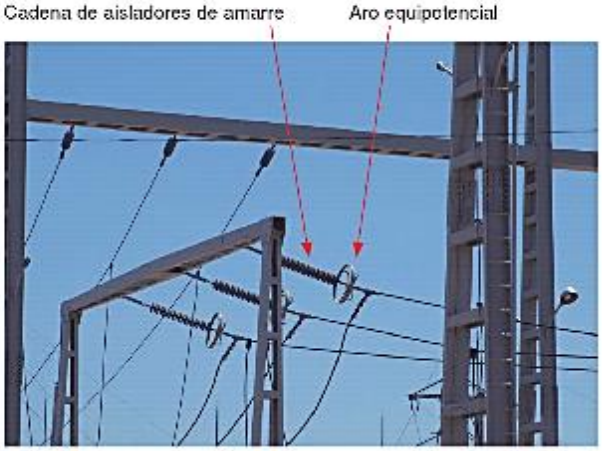


Figura 4.49. *Protección de cadena de aisladores con aros equipotenciales.*

Figura 4.50. *Cadena de aisladores de suspensión con raqueta de protección.*

10. Baterías de condensadores

En este apartado se analizan, de forma resumida, las baterías (bancos) de condensadores (capacitores) que se suelen utilizar en las subestaciones. Las baterías de los condensadores, por tanto, son de alta tensión.

Los bancos de capacitores se utilizan para varias aplicaciones, entre las que destacamos: corrección del factor de potencia, filtros para armónicos y regulación de voltaje, entre otros.

Las baterías de condensadores pueden ser fijas o automáticas.

Figura 4.51. *Banco de capacitores. Fuente: Siemens.*

En cuanto a la conexión de las baterías, destacamos:

- **Conexión en trifásico directo:** está formada por la conexión de varios condensadores trifásicos en paralelo. La conexión interna que presenta el condensador trifásico de todos los elementos que lo componen es en estrella. Este tipo de batería puede estar formada por los siguientes elementos:
  - Envolvente metálica.
  - Fusibles APR de protección.
  - Contactor de maniobra (opcional).
  - Reactancia de choque.
  - Condensadores.

¿Sabrías hacer el esquema de un condensador trifásico?

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

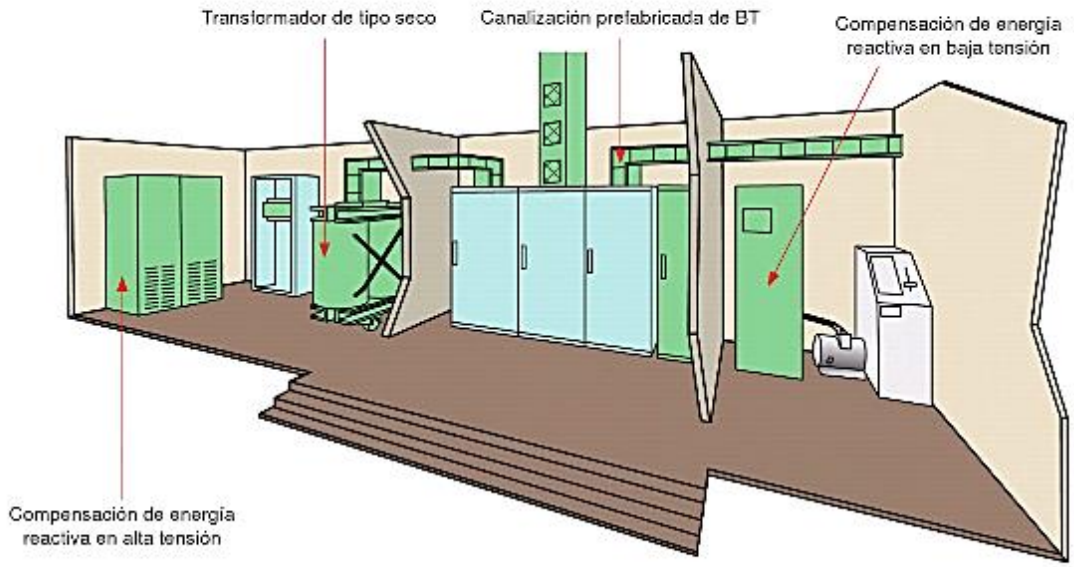


Figura 4.52. *Compensación de energía reactiva. Fuente: Legrand.*

La corrección del factor de potencia de una instalación se puede realizar con condensadores fijos o automáticos.

SABÍAS QUE

En el momento de la conexión de un condensador se producen corrientes muy elevadas que pueden perjudicar bien al condensador, o bien a los materiales que forman la bateria y otros equipos de la instalación.

Por tanto, para disminuir ese valor de elevada corriente se colocan las reactancias de choque.

- **Conexión en trifásico a través de una doble estrella:** está formada por condensadores monofásicos configurados en dos estrellas unidas por un neutro común. Las baterías pueden estar formadas por los siguientes componentes:
  - — Envolvente metálica.
  - — Interruptor automático en SF6 de maniobra (opcional).
  - — Reactancia de choque.
  - — Transformador de intensidad de desequilibrio.
  - — Condensadores.
  - — Relé de desequilibrio (opcional).

Figura 4.53. *Banco trifásico de condensadores con interruptor automático (SF6) de protección. Fuente: Southern States.*

SABÍAS QUE

Cuando utilizamos condensadores conexionados en doble estrella a nuestra red, con tensiones elevadas o potencias de baterías de condensadores elevadas, la protección de nuestros equipos la realizamos mediante TI (trafo intensidad) y relé de protección.

La doble estrella de una batería de condensadores utiliza un neutro común para la protección de desequilibrio. La variación de la capacidad de una de las ramas, como consecuencia de la fusión de algún fusible interno, da lugar a un nuevo reparto de tensión en la estrella. Este reparto de tensiones hará que aumente la tensión en la fase averiada y disminuya en las fases no dañadas.

La aparición de esta diferencia de potencial hace circular una corriente de desequilibrio entre las dos estrellas, que es detectada por el relé.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

En la Figura 4.54 se puede apreciar un esquema de funcionamiento del TI de desequilibrio asociado a relé de disparo.

La corriente de desequilibrio suele valer alrededor de un amperio. Por este motivo, las relaciones de transformación de los TI empleados suele ser de 1/5, 2/5 y 5/5.

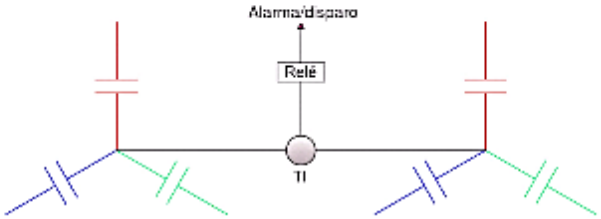


Figura 4.54. *Funcionamiento del transformador de intensidad de desequilibrio en la doble estrella.*

11. Sistema de puesta a tierra

La puesta a tierra se establece con el objeto de limitar la tensión que, con respecto a tierra, pueden presentar en un momento dado las masas metálicas.

La instalación de puesta a tierra debe conseguir que las personas no queden sometidas a valores no adecuados de las tensiones de paso y contacto.

Las subestaciones deben contar con un sistema de puesta a tierra al cual se conectan a todos y cada uno de los elementos de la instalación que requieren ser puestos a tierra, para:

a) Tener un medio seguro para proteger a las personas, que se encuentran dentro o en la proximidad del sistema de tierra o de los equipos conectados a tierra, de los riesgos de una descarga eléctrica debida a condiciones de fallo o por descarga atmosférica.

b) Proporcionar un circuito de muy baja impedancia para la circulación de las corrientes a tierra, ya sean debidas a un fallo a tierra del sistema o a la propia operación de algunos equipos.

c) Tener un medio seguro para disipar las corrientes eléctricas indeseables a tierra, sin que se excedan los límites de operación de los equipos.

d) Facilitar la operación de los dispositivos de protección para la eliminación de faltas a tierra.

e) Tener un medio de descarga y desenergización de equipos, antes de proceder a las tareas de mantenimiento.

f) Dar mayor fiabilidad y seguridad al servicio eléctrico.

Los principales elementos que forman un sistema de puesta a tierra son:

- **Electrodos de puesta a tierra,** formados por materiales metálicos en forma de pica, varillas, conductores, chapas y perfiles, que presenten una resistencia elevada a la corrosión por sí mismos, o mediante una protección adicional.

SABÍAS QUE

La resistencia de una toma de tierra, en términos generales, es directamente proporcional a la resistividad del terreno e inversamente proporcional a la longitud del electrodo.

Los electrodos de puesta a tierra pueden disponerse de las siguientes formas: picas hincadas en el terreno, constituidas por tubos, barras y otros perfiles; varillas; barras o conductores enterrados, dispuestos en forma radial, mallada o anular y placas o chapas enterradas.

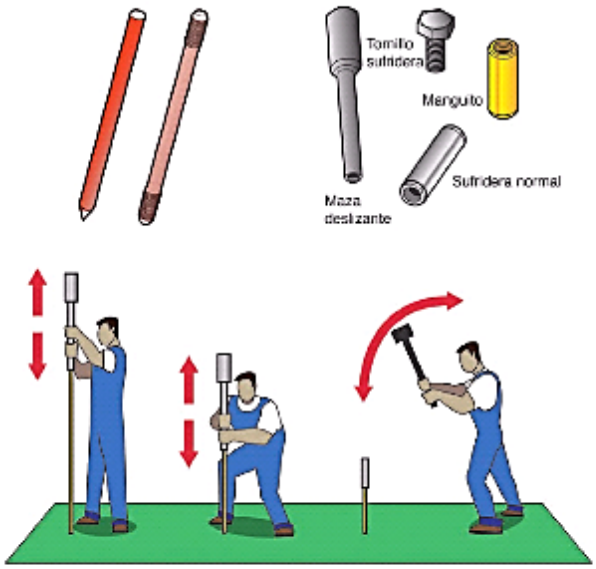


Figura 4.55. *Electrodos de tipo pica. Fuente: KLK.*

- **Líneas de puesta a tierra,** que están formadas por conductores que unen el electrodo de tierra con una parte de la instalación que se haya de poner a tierra, siempre y cuando los conductores estén fuera del terreno o colocados en él pero aislados del mismo.
- **Conexiones** mediante soldadura aluminotérmica (exotérmica).
- **Grapas** de derivación.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

SABÍAS QUE

Para la puesta a tierra se podrán utilizar en ciertos casos, previa justificación: canalizaciones metálicas, armaduras de los cables y elementos metálicos de fundaciones, salvo las armaduras pretensadas del hormigón.

SABÍAS QUE

La soldadura exotérmica es un método para hacer conexiones eléctricas de cobre-cobre o de cobre-acero, en la cual no se requiere ninguna fuente exterior de calor o energía. Se le conoce como soldadura Cadweld, que es una marca registrada.

Figura 4.56. *Soldadura exotérmica. Fuente: Balter.*

ENLACES WEB

En el siguiente enlace puedes ver un vídeo de la soldadura exotérmica:
http://fotosdeelectricidad.es/?page_id=1878

Elementos a conectar a tierra

Las distintas opciones que se pueden presentar en la puesta a tierra son:

1. *Elementos a conectar a tierra por motivos de protección*

   Los chasis y bastidores de aparatos de maniobra, los envolventes de los conjuntos de armarios metálicos, las puertas metálicas de los locales, las vallas y cercas metálicas, las columnas, soportes, pórticos, entre otros, las estructuras y armaduras metálicas de los edificios que contengan instalaciones de alta tensión, las armaduras metálicas de los cables, las tuberías y conductos metálicos, las carcasas de los transformadores, generadores, motores y otras máquinas, hilos de guarda o cables de puesta a tierra de las líneas aéreas, los elementos de derivación a tierra de los seccionadores de puesta a tierra y la pantalla de separación de los circuitos primario y secundario de los transformadores de medida o protección.

2. *Elementos a conectar a tierra por motivos de servicio*

   Los neutros de los transformadores, que lo precisen, en instalaciones o redes con neutro a tierra de forma directa o a través de resistencias o bobinas, el neutro de los alternadores y otros aparatos o equipos que lo necesiten, los circuitos de baja tensión de los transformadores de medida o protección, salvo que existan pantallas metálicas de separación conectadas a tierra entre los circuitos de alta y baja tensión de los transformadores y los limitadores, descargadores, autoválvulas y pararrayos para eliminación de sobretensiones o descargas atmosféricas.

Nota

La puesta a tierra de los dispositivos utilizados como descargadores de sobretensiones se conectará a la puesta a tierra del aparato o aparatos que proteja. Esta conexión debe realizarse procurando que su recorrido sea mínimo y sin cambios bruscos de dirección.

3. *Instalación de tierra general*

   Los elementos destinados a conectarse a tierra indicados anteriormente se conectarán a una instalación de tierra general.

   De esta regla general deben excluirse aquellas puestas a tierra a causa de las cuales puedan presentarse en algún punto tensiones peligrosas para las personas, bienes o instalaciones eléctricas.

   En este sentido, se preverán tierras separadas en los casos siguientes:

   a) Los señalados para centros de transformación.

   b) Los casos en que fuera conveniente separar de la instalación de tierra general los puntos neutros de los devanados de los transformadores.

   c) Los limitadores de tensión de las líneas de corriente débil (telefónicas y telegráficas, entre otras) que se extiendan fuera de la instalación.

   En las instalaciones que coexisten instalaciones de tierras separadas o independiente se tomarán medidas para evitar el contacto simultáneo inadvertido

© Ediciones Paraninfo

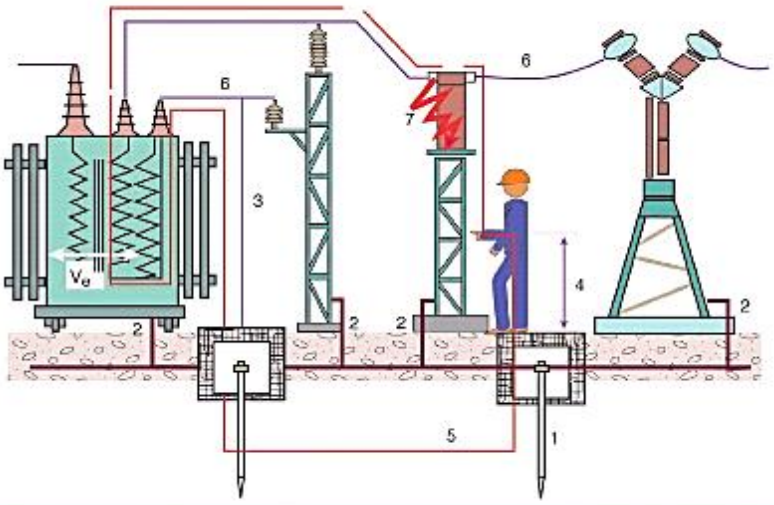
CamScanner

con elementos conectados a instalaciones de tierra diferentes, así como la transferencia de tensiones peligrosas de una a otra instalación.

¿Existe peligro al tocar un objeto metálico puesto a tierra?

En la Figura 4.57 se indica la forma de establecer una tensión de contacto a través del sistema de puesta a tierra.

En la Figura 4.58 se muestra, de forma resumida, un sistema de puesta a tierra de subestación.



Incluso en el caso de puestas a tierra bastante seguras (muy baja impedancia) pueden aparecer tensiones peligrosas en la instalación.

1. Electrodo de tierra.
2. Tierra de protección.
3. Tierra de servicio.
4. Tensión de contacto.
5. Intensidad de defecto.
6. Partes activas.
7. Defecto franco.

Figura 4.57. *Tensión de contacto establecida a través del sistema de puesta a tierra. Fuente: Schneider Electric.*

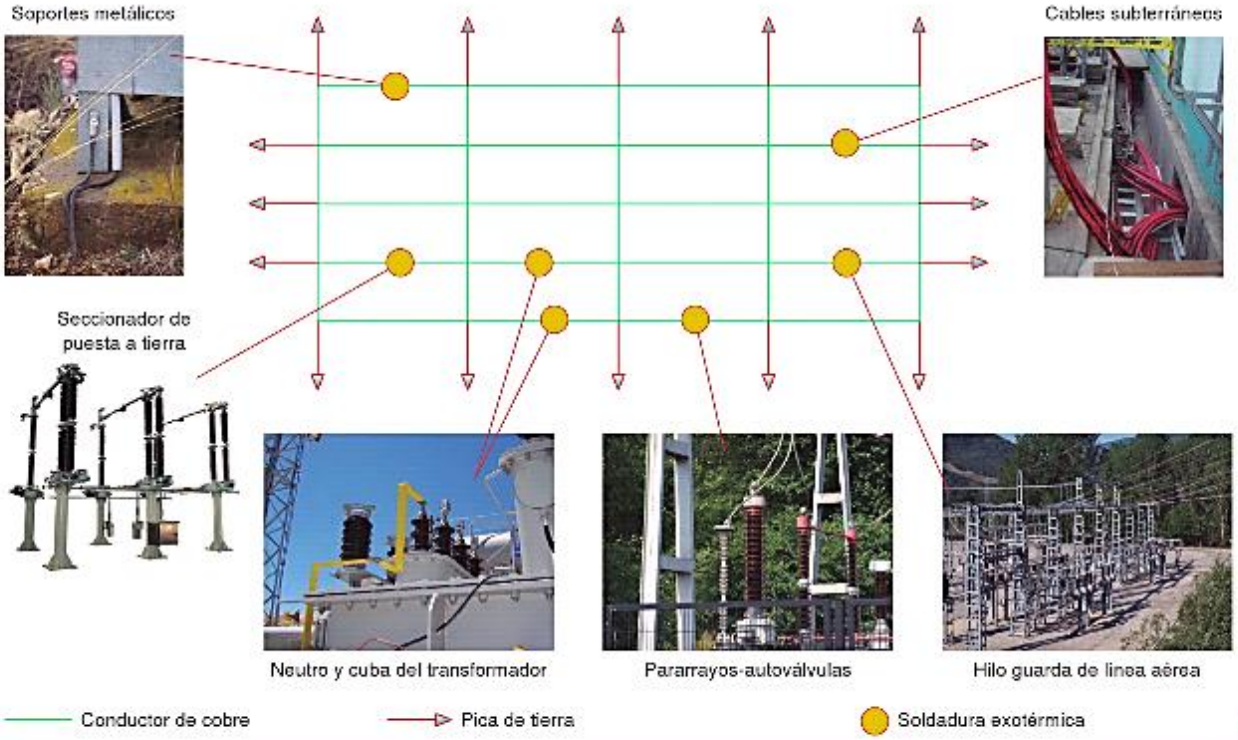


Figura 4.58. *Malla de tierra de una subestación.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Nota

Los elementos analizados anteriormente forman lo que se llama la red de tierras inferiores, cuyos elementos se conectan a la malla de tierras inferiores.

Si la subestación lleva protección contra descargas atmosféricas directas (puntas Franklin), situada en la parte superior de las columnas metálicas, existe la llamada red de tierras superiores, cuyos elementos se conectan a la malla de tierras superiores.

12. Servicios auxiliares en subestaciones

También llamados servicios propios de la subestación eléctrica.

Los servicios auxiliares de una subestación eléctrica son muy variados en función del tipo y capacidad de la misma.

En la Figura 4.59 se muestran, de forma resumida, los principales componentes de un sistema auxiliar de subestación.

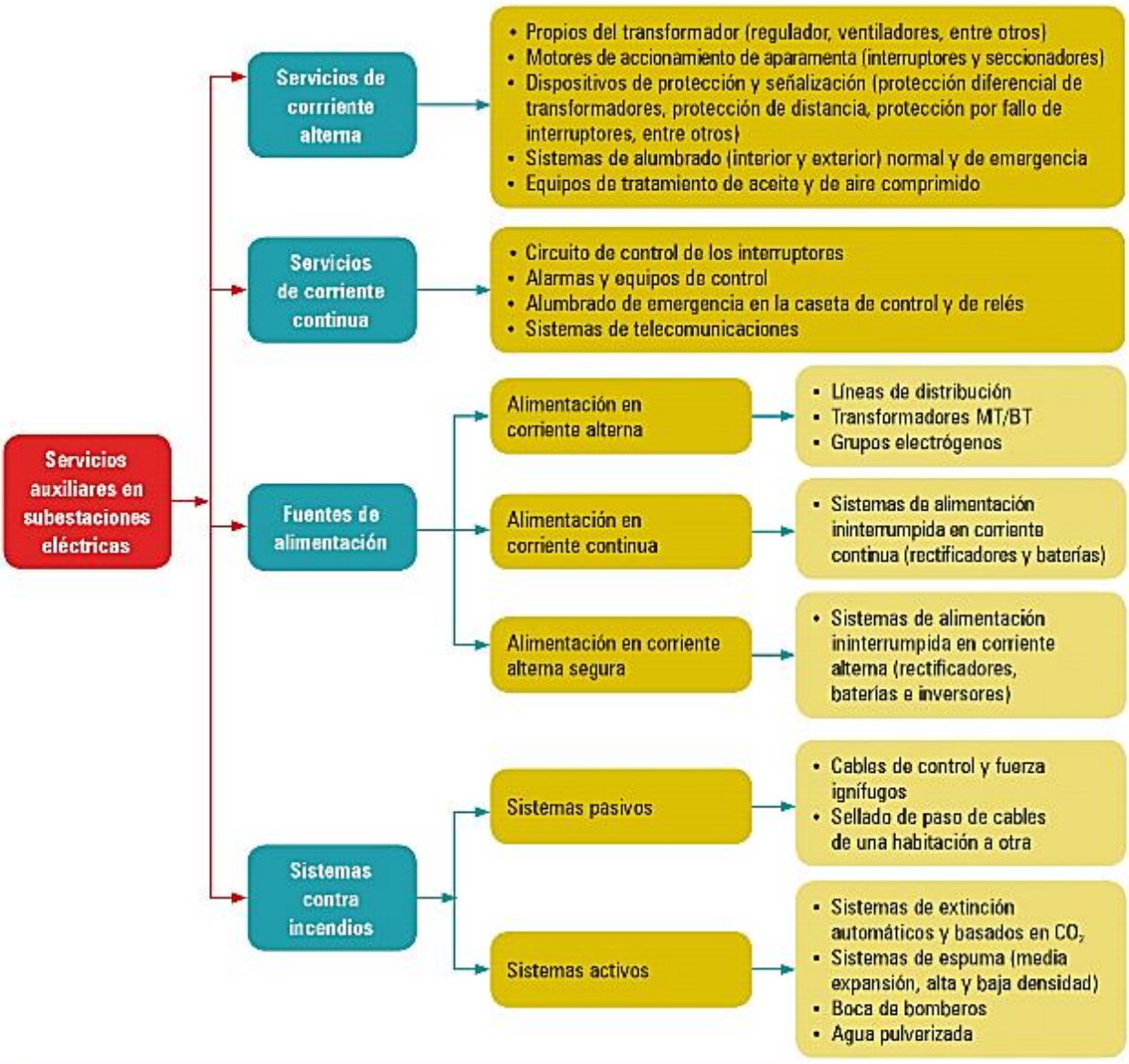


Figura 4.59. *Sistemas auxiliares en subestaciones eléctricas. Referencial.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Figura 4.60. *Sala con banco de baterías de acumuladores. Fuente: ISA.*

SABÍAS QUE

Las protecciones mínimas que deberán ser previstas para la instalación de baterías en **subestaciones** o **centrales eléctricas** son las siguientes:

a) A la salida de la batería de acumuladores y antes de las barras de distribución deben instalarse cartuchos fusibles calibrados con señalización de fusión o interruptor automático de corte bipolar. No obstante, en el caso del sistema de comunicaciones con baterías con un polo puesto a tierra, solo se cortará el polo no puesto a tierra (corte unipolar).
b) Todos los circuitos de salida a los distintos servicios deben ir equipados con cartuchos fusibles calibrados o con interruptores automáticos de corte bipolar o unipolar, según proceda.
c) Se instalará un dispositivo detector que indique la falta de alimentación a la batería.
d) Se instalará un dispositivo detector de faltas a tierra que, como mínimo, facilite una alarma preventiva en caso de una eventual puesta a tierra del polo o polos aislados.
e) Se instalarán sistemas de alarma de falta de corriente continua en los circuitos esenciales, tales como protección y maniobra.
f) Cuando por el diseño de la batería se pueda producir reducción del nivel de electrolito, se instalará un sistema de alarma de bajo nivel de electrolito.
g) Se instalarán sondas de temperatura en las baterías de acumuladores para efectuar las correcciones oportunas en los sistemas de carga a las mismas.

Las protecciones mínimas que deberán ser previstas para la instalación de baterías en **centros de transformación** son las siguientes:

a) Dispositivo detector de faltas internas que facilite una alarma preventiva.
b) Sistema de alarma para la sustitución de la batería.

Medidas a seguir en los sistemas contra incendios

En función del punto de combustión del dieléctrico, potencia de los transformadores, volumen de aceite y ubicación de las instalaciones, los sistemas contra incendios pueden ser:

a) Instalación de dispositivos de recogida de líquido dieléctrico en fosos colectores.

b) Sistemas de extinción.

1. Extintores móviles (eficacia mínima de 89B). En caso de instalaciones ubicadas en edificios destinados a otros usos la eficacia será como mínimo 21A-113B.
2. Sistemas fijos.

c) Resistencia al fuego de la envolvente.

d) Pantallas y sectores de incendios.

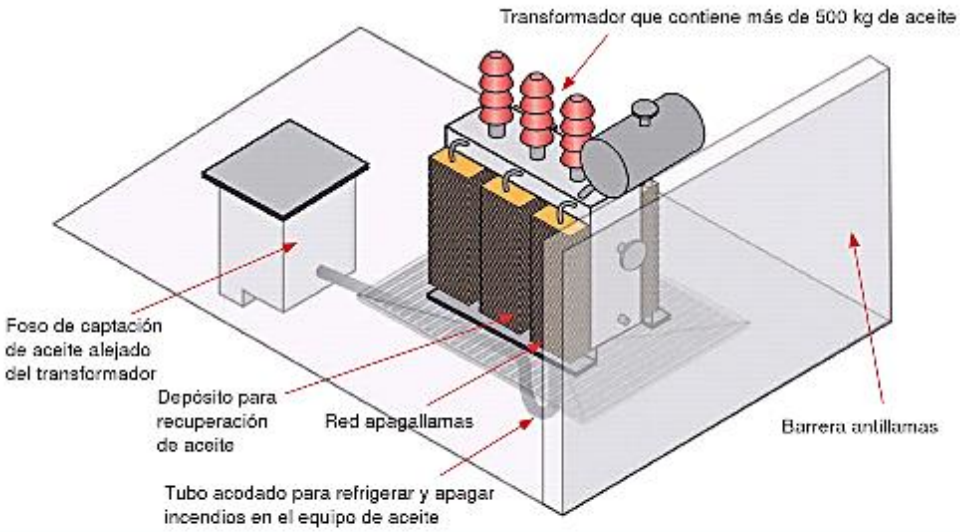


Figura 4.61. *Transformador con foso de captación de aceite. Fuente: ABB.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

ENLACES WEB

En el siguiente enlace puedes ver las prescripciones de los sistemas contra incendios:
http://www.f2i2.net/legislacionseguridadindustrial/legislacionNacionalGrupo.aspx?idregl=5#itcs

A continuación se indican, a modo de ejemplo, los valores típicos de los sistemas auxiliares de una subestación eléctrica. Lógicamente, los mismos son referenciales.

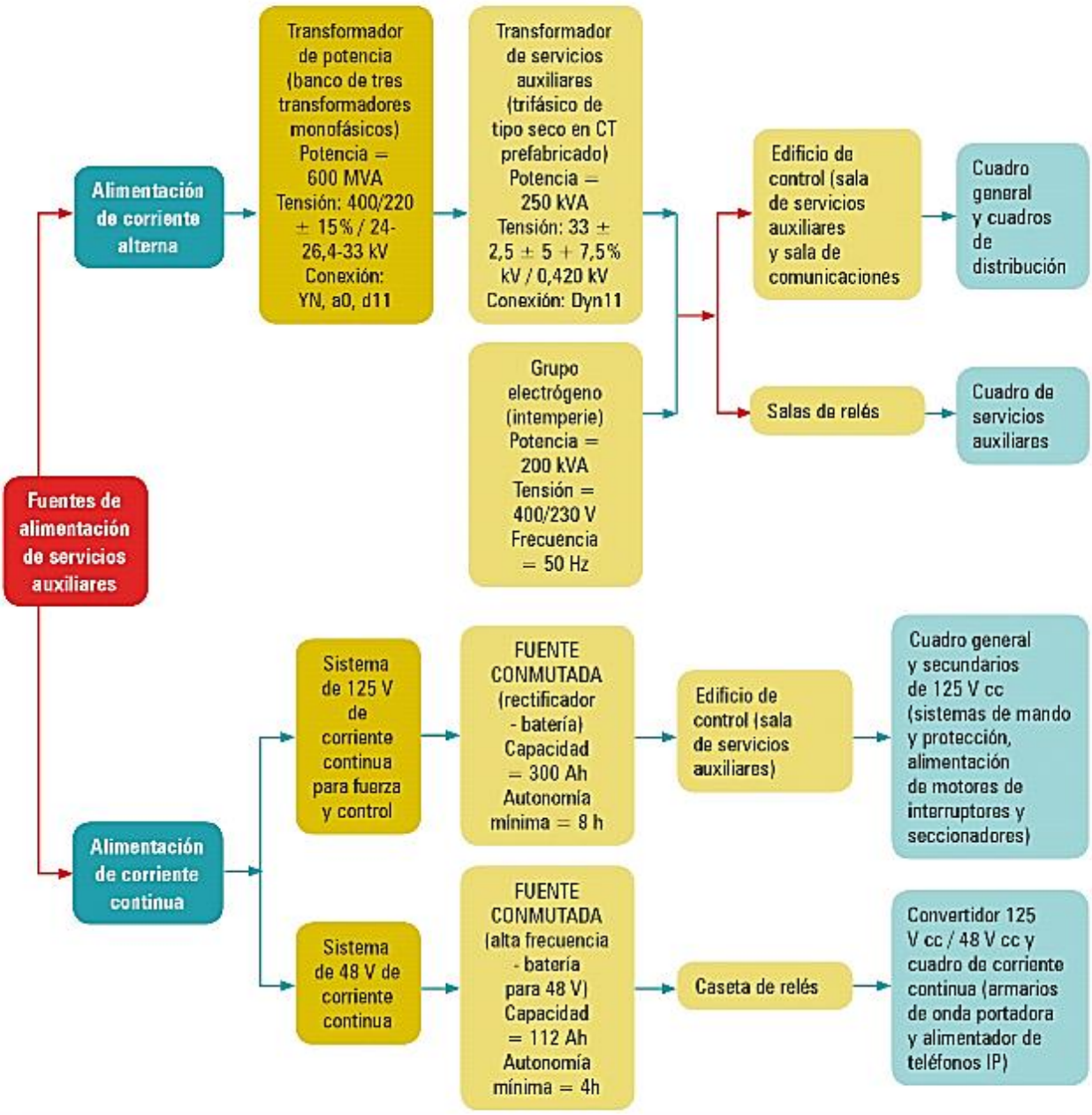


Figura 4.62. Ejemplo de los valores característicos de los sistemas auxiliares de una subestación de transporte de 400/220 kV.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

En la Figura 4.63 se muestra una caseta de relés de una subestación.

Figura 4.63. *Caseta de relés de una subestación. Fuente: Aplhorsa.*

Alimentación a los servicios auxiliares de corriente alterna

Desde el punto de vista de la alimentación a los servicios auxiliares de corriente alterna se pueden considerar los siguientes supuestos:

Nota

Se recomienda que el TSA sea de conexión Dyn11 y disponga de termómetro con dos contactos.

¿Recuerdas para qué se utiliza el arrollamiento terciario?

Supuestos de la alimentación a los servicios auxiliares de corriente alterna

- **Subestaciones con una transformación AT/MT**
  - Embarrado de MT con doble barra, doble barra partida, simple barra o simple barra partida
  - En los casos de doble barra, doble barra partida o simple barra partida se dispondrá de dos transformadores MT/BT
  - La cabina de MT de protección de cada transformador de servicio auxiliar (TSA) estará equipada con seccionador-fusible y bobina de disparo
  - Adicionalmente se tendrá una alimentación de emergencia mediante un grupo electrógeno
- **Subestaciones con dos transformaciones AT/MT**
  - Se asocia cada TSA a un transformador de potencia
  - La cabina de MT de protección de cada transformador de servicio auxiliar (TSA) estará equipada con seccionador-fusible y bobina de disparo
  - Adicionalmente se tendrá una alimentación de emergencia mediante un grupo electrógeno
- **Subestaciones sin una transformación AT/MT**
  - No existe transformación a un nivel inferior al sistema AT. Este punto condiciona que las alimentaciones a los servicios auxiliares de corriente alterna se realicen desde sistemas eléctricos externos a la subestación
  - La solución que se adoptará en este tipo de instalaciones es la alimentación desde una línea de MT preferentemente fiable (línea de poca longitud, con escasas incidencias y de uso exclusivo) a un centro de transformación de uso exclusivo de la subestación, más un grupo electrógeno con potencia suficiente para realizar la operación normal de la subestación
- **Subestaciones con autotransformador con primario a 220 o 400 kV**
  - Lo normal es que el autotransformador esté formado por unidades monofásicas con un terciario conectado en estrella
  - Se recomienda que el arrollamiento terciario únicamente se utilice como compensación sin que se aproveche su potencia como fuente de alimentación auxiliar
  - Este tipo de subestaciones se corresponderá a alguno de los tres tipos anteriores en función de la existencia de transformadores AT/MT adicionales
  - Es importante tener en cuenta que el consumo de la refrigeración de cada unidad monofásica del autotransformador supondrá una carga adicional importante al sistema de corriente alterna

Figura 4.64. *Supuestos de la alimentación a los servicios auxiliares de corriente alterna.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

4.2. Conjuntos de aparamenta

Los distintos equipos y barrajes que configuran una subestación se suelen dividir en los conjuntos que muestra la Figura 4.65.

Existen conjuntos de aparamenta con funciones de maniobra, protección, medida, entre otros, ya montados y conexionados entre sí, dentro de recintos metálicos. Se denominan cabinas prefabricadas, cabinas o celdas metálicas.

Figura 4.65. *Zonas de una subestación eléctrica.*

Figura 4.66. *Celdas metálicas de subestación. Fuente: Ormazabal.*

4.2.1. Tipos constructivos

En la Figura 4.67 se indica una clasificación de las celdas metálicas en función del tipo de aislamiento, acoplamiento y función que pueden realizar.

SABÍAS QUE

Las celdas con aislamiento en gas dieléctrico a presión tienen la ventaja de ser de dimensiones notablemente más reducidas que las celdas con aislamiento al aire.

RECUERDA

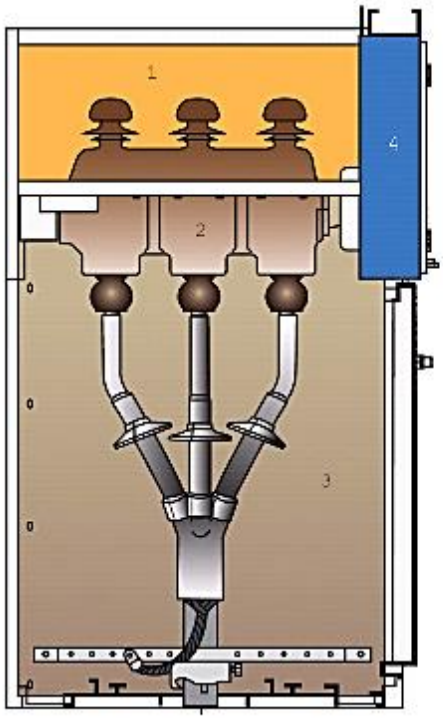
Es diferente aislar la corriente eléctrica de cortarla.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Figura 4.67. *Clasificación de celdas metálicas.*

Las distintas partes que componen una celda tipo se indican en la Figura 4.68.



1. Compartimento de barras.
2. Compartimento de interruptor-seccionador.
3. Compartimento de cables.
4. Compartimento de mando, enclavamiento y BT.

Figura 4.68. *Arquitectura de una celda tipo. Fuente: ABB.*

SABÍAS QUE

Las celdas con aislamiento en gas dieléctrico a presión tienen la ventaja de ser de dimensiones notablemente más reducidas que las celdas con aislamiento al aire.

El corte de las celdas metálicas puede realizarse en SF6, al aire, en pequeño volumen de aceite y en vacío.

En la siguiente figura se pueden apreciar distintos tipos de celdas metálicas.

Figura 4.69. *Celda de aislamiento al aire. Fuente: Ormazabal.*

En la siguiente figura se puede apreciar una celda aislada en gas con la opción de seccionador de tres posiciones, y la de interruptor-seccionador de tres posiciones.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

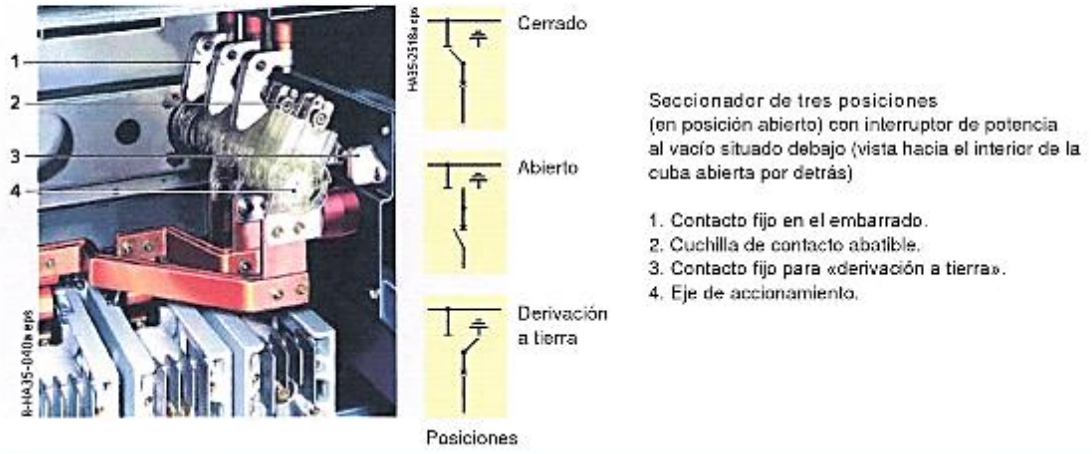


Figura 4.70. *Seccionador de tres posiciones. Fuente: Siemens.*

4.2.2. Componentes de las celdas metálicas

En este apartado se indican, por medio de simbología, los elementos que forman parte de los principales tipos de celdas metálicas.

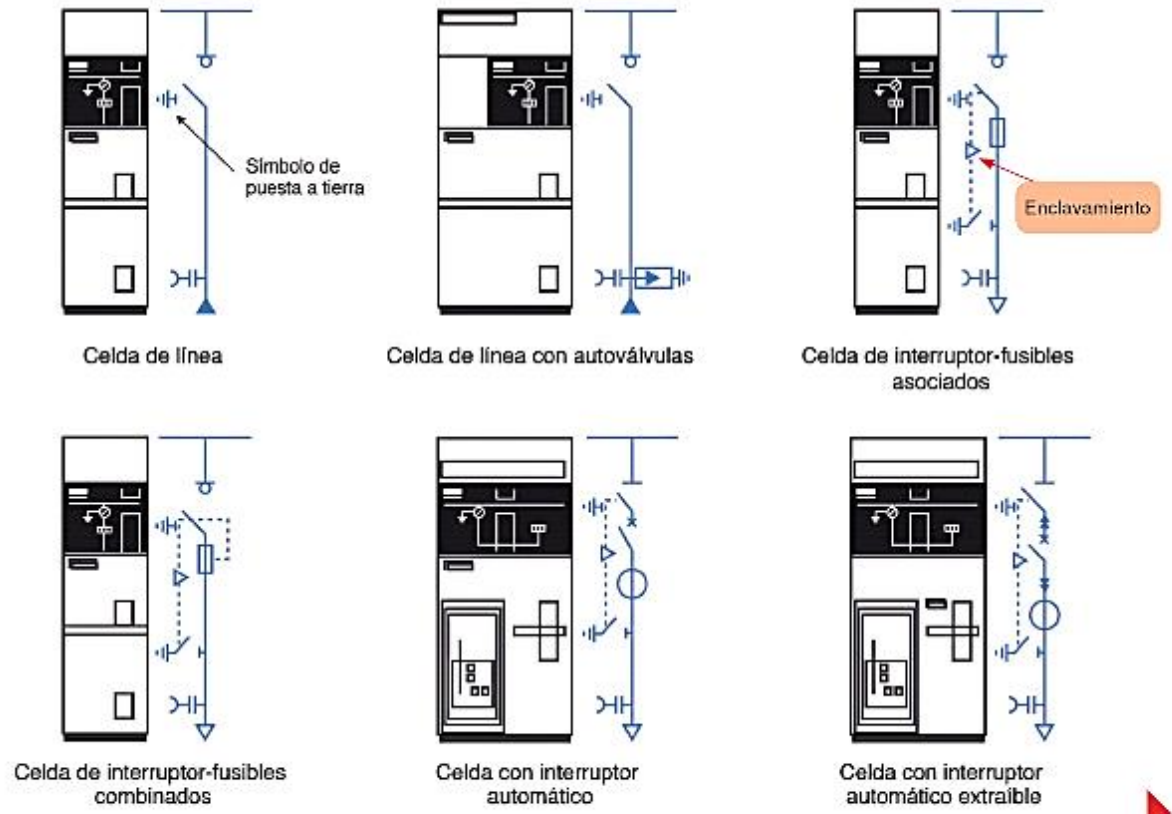
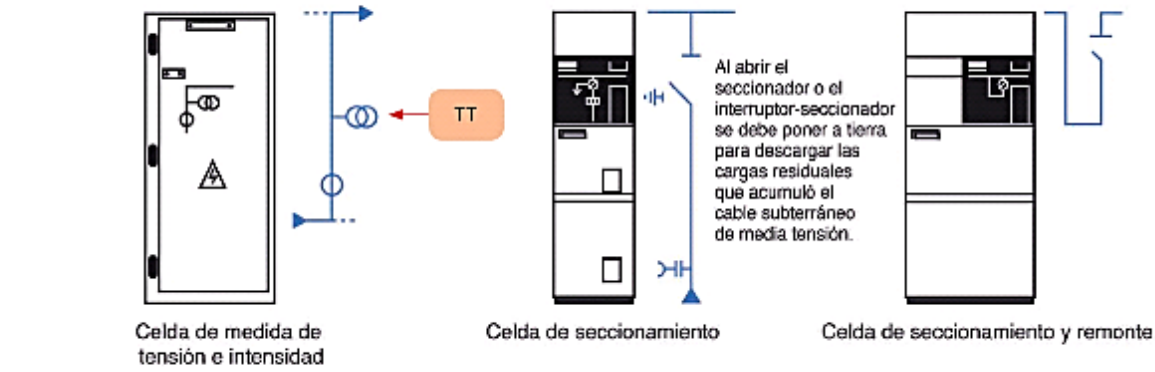


Figura 4.71. *Principales componentes de las celdas metálicas. Fuente: Schneider Electric.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner



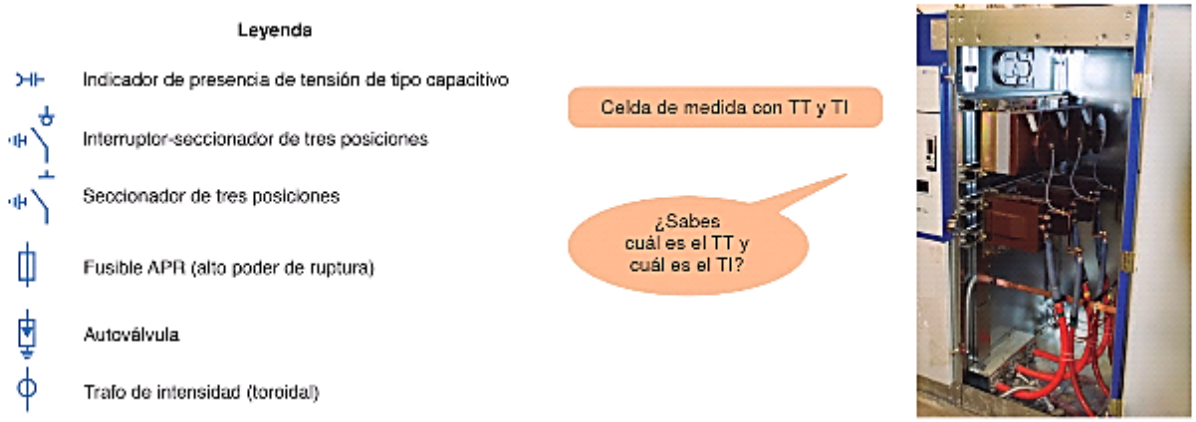


Figura 4.71. *Principales componentes de las celdas metálicas. Fuente: Schneider Electric* (continuación).

4.2.3. Esquemas de mecanismos y sinóptico de celdas

En la Figura 4.72 se muestra el sinóptico de una celda metálica.

1. Manómetro.
2. Placa de características.
3. Indicador de cortocircuito.
4. Indicador capacitivo de tensión.
5. Posición de interruptor-seccionador.
6. Pulsadores de mando abrir/cerrar.
7. Indicador de resortes cargados.
8. Relé de protección autoalimentado.
9. Posición del interruptor automático.
10. Placa de características de la celda.
11. Indicador de fusible fundido.
12. Indicador de posición del interruptor-seccionador.
13. Indicador capacitivo de tensión.
14. Tapa estándar del compartimento de cables.
15. Tapa del compartimento de cables con ventana.
16. Travesaño soporte (removible).
17. Gancho de elevación.
18. Manilla de apertura (estándar en el lado derecho).

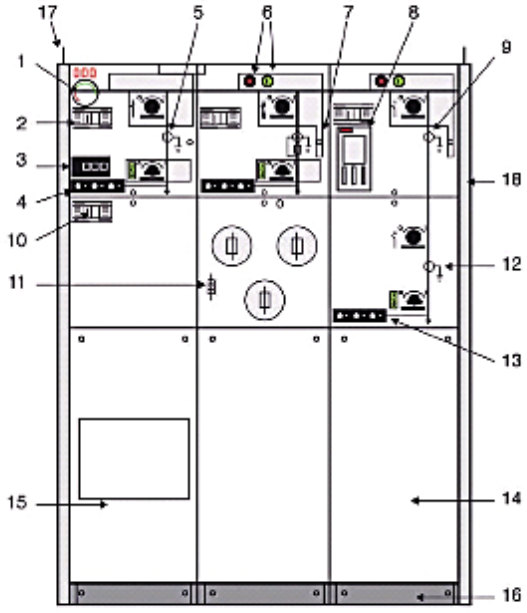


Figura 4.72. *Celdas aisladas en SF6. Conjunto de tres módulos: interruptor de línea, interruptor-fusible e interruptor automático de vacío. Fuente: ABB.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

SABÍAS QUE

Una celda puede estar aislada en gas (SF6) y el interruptor de potencia maniobrar al vacío.

4.2.4. Maniobras y enclavamientos en celdas

A la hora de realizar maniobras en las celdas metálicas se deben tener en cuenta una serie de condiciones, como pueden ser:

- No accionar nunca un seccionador en carga.
- Siempre que se corte el servicio eléctrico en un circuito que esté en carga, se debe accionar primeramente el interruptor de apertura en carga o el interruptor automático.
- Antes de cerrar el seccionador de puesta a tierra, se tiene que comprobar la ausencia de tensión.
- Antes de restablecer el servicio en un circuito, se comprobará que están abiertos los seccionadores de puesta a tierra.

Figura 4.73. *Sinóptico de celda. Fuente: Ormazabal.*

RECURSOS DIGITALES

Puedes ver algunos esquemas de estos enclavamientos en los Anexos de este libro, a los que puedes acceder a través de la ficha web de la obra en http://www.paraninfo.es mediante un sencillo registro desde la sección de «Recursos previo registro».

SABÍAS QUE

La maniobra de los seccionadores es diferente para pasar de servicio a mantenimiento, en la que hay que abrir primero los seccionadores de servicio y luego cerrar los de puesta a tierra, y de mantenimiento a servicio, en este caso primero se abren los seccionadores de puesta a tierra y luego se cierran los de servicio. La confusión en el orden de los pasos a seguir conllevaría una falta de cortocircuito. Con el fin de garantizar que el orden en las maniobras sea el correcto, los enclavamientos de los seccionadores deben cumplir:

- Para cerrar un seccionador de puesta a tierra es necesario que todos los seccionadores de servicio de la parte de la instalación que se va a poner a tierra estén abiertos.
- Para cerrar un seccionador de servicio es necesario que todos los seccionadores de puesta a tierra de la parte de la instalación que va a volver a ponerse en servicio estén abiertos.

Según la técnica aplicada, los enclavamientos pueden ser:

- **Mecánicos:** se consiguen mediante piezas metálicas o llaves, y son montados por el fabricante del equipamiento de la instalación de maniobra. Se aplican en el nivel de mando local.
- **Eléctricos:** se consiguen mediante circuitos eléctricos en los que intervienen relés y contactos auxiliares de los interruptores y seccionadores. Se aplican en los niveles de mando local y de posición.
- **Digitales:** se obtienen por programación de lógica correspondiente en los equipos numéricos o en la unidad central del sistema de control. Se aplican en los niveles de mando de posición, puesto de operación y despacho de carga.

4.3. Cables, conductores y canalizaciones

En este apartado se indican, de forma resumida, los principales tipos de cables y canalizaciones de las subestaciones eléctricas.

4.3.1. Cables y conductores

Los cables y conductores utilizados en las subestaciones eléctricas son de tipo desnudo y aislado.

Los conductores suelen ser desnudos y recubiertos de aluminio.

Los cables aislados suelen ser de tipo S (seguridad) o del tipo AS (alta seguridad).

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Las distintas partes que componen un conductor de tipo aislado se indican en la Figura 4.74:

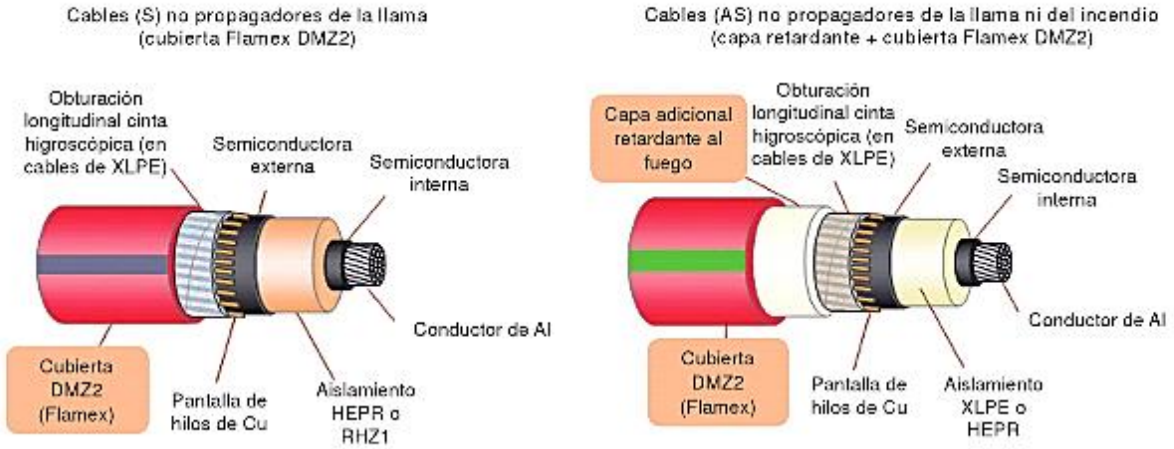


Figura 4.74. *Partes características de los cables aislados. Fuente: Prysmian.*

Figura 4.75. *Paso de conductor aéreo desnudo a cable aislado subterráneo.*

Figura 4.76. *Cables de entrada posición GIS. Fuente: Infisat.*

ENLACES WEB

En el siguiente enlace puedes ver cómo se realiza el empalme de un cable de alta tensión:
http://fotosdeelectricidad.es/?page_id=1878

SABÍAS QUE

XLPE: polietileno reticulado (también se designa por R).
EPR: etileno propileno (también se designa por D).
HEPR: etileno propileno de alto módulo.
RHZ1: cable aislado con polietileno reticulado (R), apantallado (H) y con cubierta de poliolefina (Z1).

Figura 4.77. *Cables en la parte inferior de una subestación. Fuente: Infisat.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

4.3.2. Canalizaciones

En la siguiente figura se indican los principales tipos de canalizaciones que soportan a los cables y conductores eléctricos.

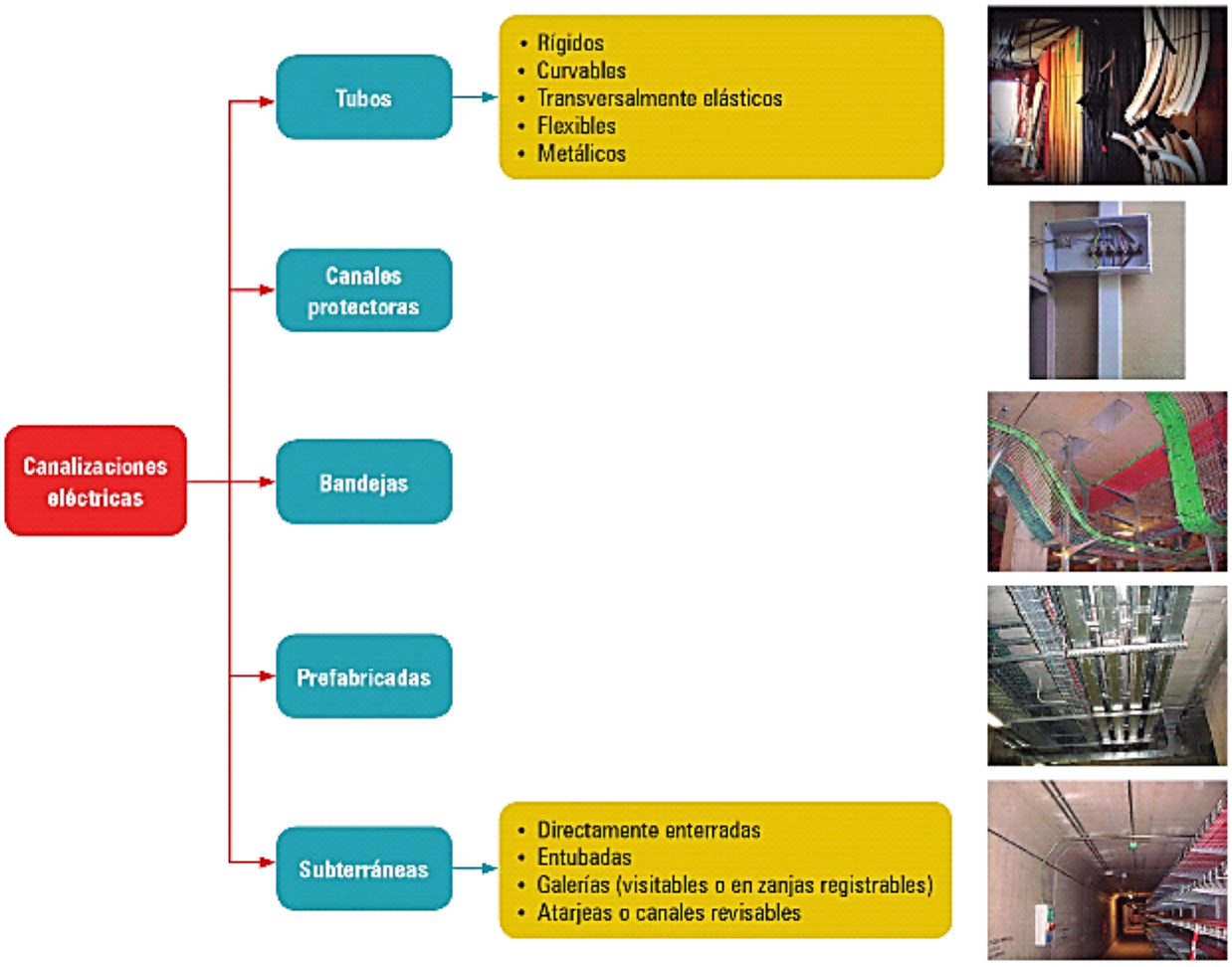


Figura 4.78. *Tipos de canalizaciones eléctricas.*

4.4. Conjuntos típicos de una subestación GIS

En este apartado se analizan los conjuntos típicos de una subestación GIS, que como ya sabemos es aquella que está totalmente aislada en gas (SF6).

La subestación aislada en gas (GIS) está formada por los equipos principales que se utilizan en una subestación, como interruptores, disyuntores, seccionadores, interruptores de puesta a tierra, transformadores de tensión y corriente y pararrayos, entre otros.

En la Figura 4.79 se muestran las principales ventajas e inconvenientes de las subestaciones GIS.

Las subestaciones GIS se pueden utilizar en:

- Subestaciones en la ciudad con gran población.
- Zonas contaminadas (plantas químicas, playas y zonas mineras, entre otras).
- Subestaciones subterráneas.
- Subestaciones móviles.
- Plataformas (parques cólicos, entre otros).

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

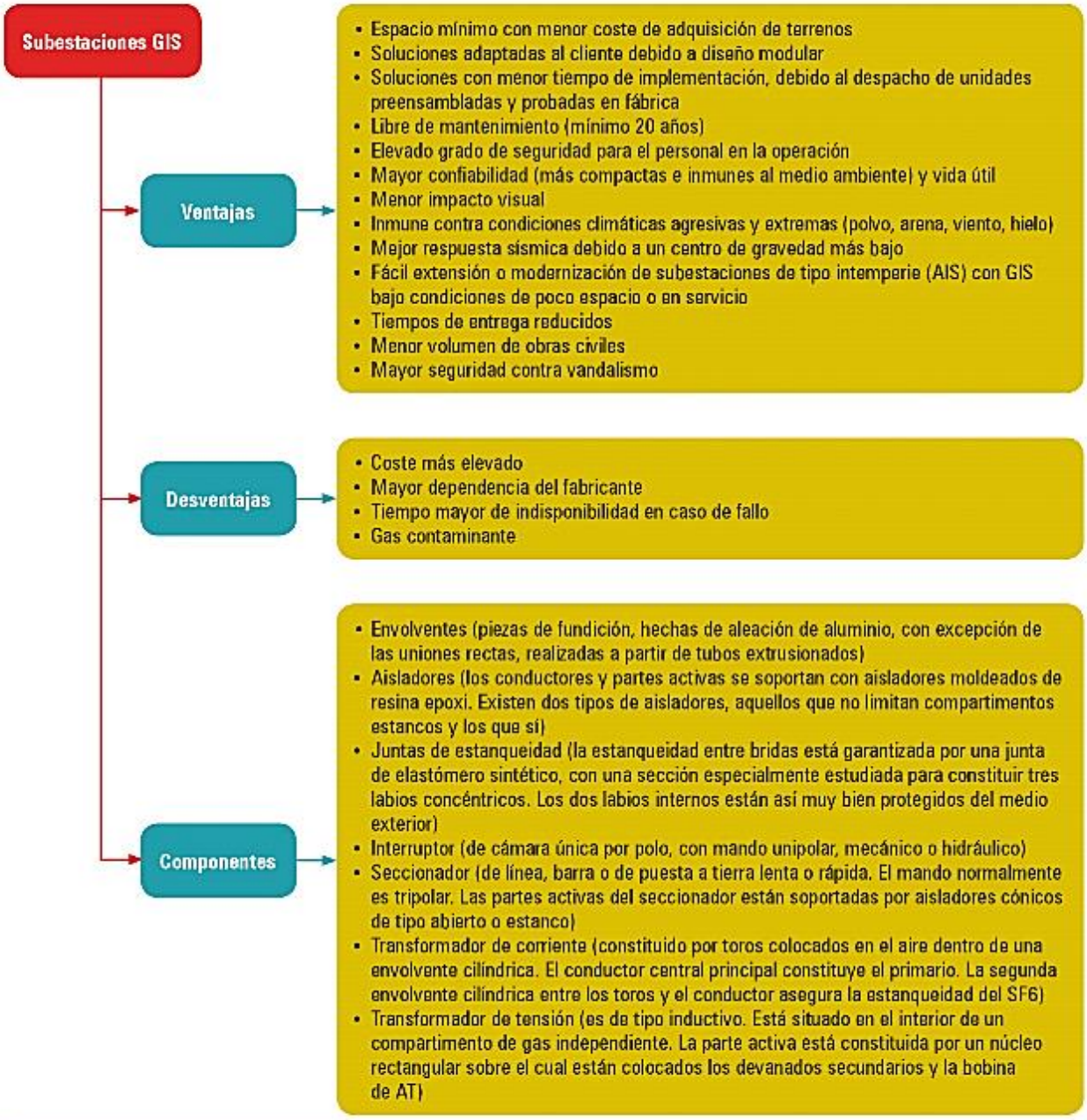


Figura 4.79. *Ventajas e inconvenientes de las subestaciones GIS.*

ENLACES WEB

En el siguiente enlace (subestaciones VII y VIII) puedes ver instalaciones de subestaciones de tipo GIS.
http://fotosdeelectricidad.es/?page_id=747

En las siguientes figuras se indican los distintos componentes que forman una subestación GIS:

- **Interruptor de potencia:** se compone de cámara de extinción y de mecanismo de operación de muelle.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

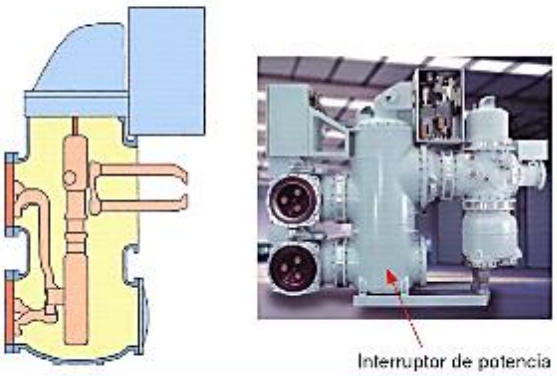


Figura 4.80. *Interruptor de potencia de tipo vertical. Fuente: Siemens.*

SABÍAS QUE

El interruptor es el elemento más importante de la subestación GIS. Es el elemento sobre el que se sustentan los demás. Sufre y transmite importantes esfuerzos por su operación.

El estado del gas (SF6) en este compartimento es fundamental por ser el que mayores descargas debe sufrir. En varios diseños el interruptor y el transformador de tensión (TT) pueden estar a presiones superiores al resto de compartimentos.

Siempre estará aislado del resto de elementos por barreras ciegas. Pueden alojar a los TI en el mismo compartimento, según el modelo.

En la Figura 4.81 se puede ver un interruptor con su mecanismo de accionamiento.

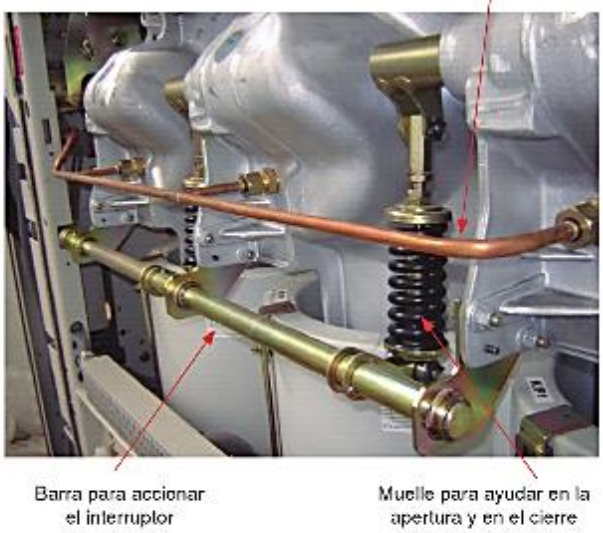


Figura 4.81. *Mecanismo de accionamiento de un interruptor de potencia.*

En la Figura 4.82 se aprecia un polo abierto de un interruptor.

En esta figura se aprecia, en la parte superior, un polo que se encuentra destapado con una tierra metida (parte gris que se encuentra en contacto con el cobre). Esta tierra también tiene una barra que une para cerrar/abrir los tres polos del interruptor.

Se puede apreciar, también, una tapa en cuyo centro tiene una parte metálica cuadrada con la función de romper en el caso de sobrepresión en el interior del compartimento. En el centro suele llevar una parte de cristal, la cual se romperá, y al ser cuadrada evitará que los cristales salgan hacia el frente y solo hacia arriba o hacia abajo.

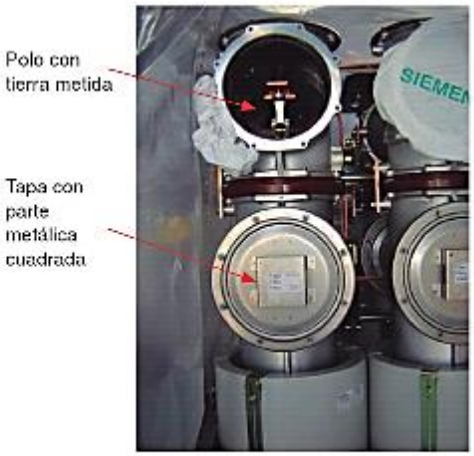


Figura 4.82. *Polo abierto de un interruptor GIS.*

En la Figura 4.83 se aprecia cómo es por dentro la tapa con parte metálica cuadrada.

Se puede apreciar que la parte interior de la tapa tiene un aislador y una parte metálica que hace la función inversa, es decir, evitar que las proyecciones salgan hacia el interior del compartimento por depresión cuando se realiza el vacío para llenar el gas (SF6).

Figura 4.83. *Parte interna de la tapa. Fuente: Ingelmec.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

En la Figura 4.84 se puede apreciar la continuidad entre distintos compartimentos.

Los distintos compartimentos suelen ser estancos y entre ellos no existe continuidad, por eso se colocan las pletinas de tierra entre ellos.

Figura 4.84. *Continuidad de compartimentos con pletinas de cobre. Fuente: Ingelmec.*

- **Seccionador y seccionador de puesta a tierra combinado:** existen dos tipos de envolventes de seccionadores / seccionadores de puesta a tierra combinados para todo el sistema modular. Mientras que para el lado de la barra se utiliza una envolvente con tres bridas, para el lado de salida se usa una envolvente con cuatro bridas.

  El módulo de seccionador de barra y seccionador de puesta a tierra contiene los conductores de barra y el seccionador / seccionador de puesta a tierra de barra. Esto permite el seccionamiento y la puesta a tierra segura del interruptor de potencia asociado.

  Por lo general, el módulo seccionador / seccionador de puesta a tierra es combinado con un transformador de tensión, un seccionador de puesta a tierra rápido, un módulo de conexión de cables de alta tensión o con un conducto y terminales SF6-aire para conexión a línea aérea.

  En la siguiente figura se indica la parte mecánica del seccionador de línea, ya que al tener un único motor de accionamiento para los tres polos, es necesario complementar las maniobras con partes mecánicas para poder accionar los tres polos a la vez.

SABÍAS QUE

En una subestación GIS no se actúa para nada de forma manual. Todas las operaciones se realizan desde los armarios de control en la posición local o remota. En algunos casos, también se puede realizar desde el *insert panel*, situado en la sala de control.

La posición local se realiza desde el propio armario y la posición remota se realiza desde cualquiera de los puntos del control distribuido de la subestación.

Parte mecánica del seccionador de línea

Figura 4.85. *Parte mecánica del seccionador de línea. Fuente: Siemens.*

- **Seccionador de puesta a tierra rápido:** este seccionador se diferencia de los seccionadores de puesta a tierra de mantenimiento en que dispone de *poder de cierre*.

  El seccionador de puesta a tierra rápido puede operar de forma segura toda la corriente de cortocircuito. Este puede ser colocado tanto del lado de la barra como del lado de la línea, reduciendo de esta manera los efectos de una maniobra indebida.

  El seccionador de puesta a tierra rápido está equipado con un accionamiento a resorte, que consigue una alta velocidad de operación de los tres contactos móviles. El accionamiento es tensado por medio de un motor eléctrico, y contiene todos los componentes necesarios para una operación mecánica segura y funciones de enclavamiento fiables.

SABÍAS QUE

El seccionador de puesta a tierra rápido se utiliza cuando queremos realizar un descargo de la línea, para poner en corto esta y descargar la carga capacitiva que pueda quedar, y siempre antes de poner la tierra normal.

Al igual que en el seccionador / seccionador de puesta a tierra combinado, los indicadores de posición y los interruptores auxiliares están integrados en el accionamiento. Por esta razón, siempre se obtiene una información precisa de la posición del equipo. Por medio de una manivela, el seccionador de puesta a tierra rápido también puede ser operado manualmen-

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

te. Tiene un enclavamiento mecánico, de forma que no se pueda accionar si el interruptor de su posición no está abierto.

Para la realización de pruebas específicas durante una inspección, es posible quitar los puentes de puesta a tierra de los contactos móviles. De esta forma, se tiene acceso eléctrico a los conductores principales, y existe la posibilidad de conectar equipos de prueba a los circuitos de alta tensión.

Esto facilita el ajuste y la prueba de los relés de protección, la prueba de cables de alta tensión y la localización de fallas en los cables de alta tensión. En el servicio normal, los puentes de puesta a tierra se encuentran instalados.

- **Transformadores inductivos para medición y protección:** en la mayoría de los casos se utilizan transformadores monofásicos de corriente y de tensión para propósitos de medición y protección, aunque de vez en cuando se utilizan sensores modernos de corriente y de tensión. Los transformadores de tensión se encuentran por lo general en su propia envolvente, separados del resto de la subestación. En cuanto al transformador de corriente, este se puede encontrar integrado en un interruptor de potencia o en una envolvente aparte. Tanto en la variante de transformador de corriente, como en la de transformador de tensión, el aislamiento primario es gas SF6. Las conexiones secundarias son realizadas a través de una placa pasamuros hacia el exterior de la envolvente en una caja de terminales.

SABÍAS QUE

El seccionador de puesta a tierra rápido se utiliza de forma manual desde el cuadro de mando y la posición local.

La forma externa es distinta respecto al seccionador de puesta a tierra, siendo los motores más robustos, y van con muelle resorte para ayudar al cierre.

Figura 4.86. *Vistas del seccionador de puesta a tierra de tipo rápido.*

Transformador de corriente inductivo

El transformador de corriente está diseñado para baja tensión. No es necesario el aislamiento de alta tensión, ya que se trata de una puesta a tierra en ambos extremos del interruptor y aislados por el primer conductor y el gas SF6.

Los transformadores de corriente están diseñados como transformadores toroidales y pueden ser montados según el concepto de protección, antes o después del interruptor de potencia.

Generalmente están integrados en la brida de salida del interruptor de potencia. En caso de potencias especialmente grandes, se dispone de tres diferentes envolventes con bridas de conexión de diferentes tamaños.

SABÍAS QUE

El transformador de intensidad (TI) se diseña lo más cercano al interruptor posible o incluso alojado en su compartimento. Esto es debido a la cercanía al punto de medida (distancias de cables) y a la facilidad a la hora del mantenimiento (para poder tener un punto de inspección o sustitución, y en estos puntos suelen encontrarse los *links*, también llamados puentes, los cuales son fáciles de sacar y así poder sustituir los TI).

El secundario puede estar alojado dentro o fuera del cubículo, según el diseño.

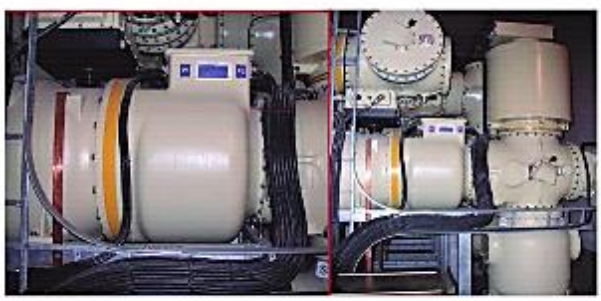


Figura 4.87. *Transformador de intensidad.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Transformador de tensión inductivo

La línea de transformadores de tensión abarca, además de la ejecución estándar, variantes con elementos de amortiguación para evitar resonancias férricas, como transformadores de tensión con desconectador integrado. Además del dispositivo de desconexión accionado por motor también se dispone de un dispositivo manual.

Los transformadores de tensión con dispositivo de desconexión integrado son usados comúnmente cuando se requiere realizar una prueba de alta tensión del cable y el transformador de tensión está conectado del lado del cable.

En el lado secundario del transformador de tensión se pueden prever devanados de medida y un devanado en triángulo abierto para la detección de fallas a tierra.

Figura 4.88. *Trafo tensión GIS. Fuente: Arteche.*

En la Figura 4.89 se puede ver una serie de TT (9) para tres líneas, y en su parte superior los motores de los seccionadores de puesta a tierra rápida de cada fase, uno por cada una de ellas, en total 9.

Figura 4.89. *Trafos de tensión con los motores de los seccionadores de puesta a tierra de tipo rápido en su parte superior.*

SABÍAS QUE

El transformador de tensión siempre estará aislado del resto de compartimentos sin compartir el gas (SF6). Esto es debido a que contienen papel, el cual tiene humedad, y si el SF6 se contaminara por agua de la humedad del papel, esta contaminación quedaría únicamente en ese compartimento, sin afectar al resto.

- **Módulo de descargador de sobretensión:** si se desea, es posible conectar directamente descargadores de sobretensión blindados.

  La parte activa consta de resistencia de óxido metálico.

  El descargador se embrida generalmente a la subestación a través de un aislador pasante hermético al gas.

  El tanque del módulo lleva una abertura a través de la cual es posible inspeccionar el conductor interno.

  En la parte inferior existen conexiones para monitoreo del gas y para disposiciones de control del descargador, y un contador de servicio.

- **Módulos de conexión:** los módulos de conexión de las bahías de una subestación GIS permiten establecer contacto, por ejemplo, con líneas, cables y transformador o bobina de reactancia, entre otros.

Figura 4.90. *Módulo de conexión SF6/aire. Fuente: Syse.*

Figura 4.91. *Módulos de barras. Fuente: Siemens.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

SABÍAS QUE

Las juntas de expansión permiten la conexión y desconexión de elementos en la barra y compensan las dilataciones térmicas en subestaciones de muchas posiciones.

Figura 4.92. *Juntas de expansión.*

Figura 4.93. *Sinóptico y monitor de gas (SF6). Fuente: Ingelmec.*

SABÍAS QUE

El monitor de SF6 comprueba la densidad del gas. La variación del mismo provoca el movimiento de los contactos.

Diversos contactos permiten diferenciar alarma de gas de bloqueo del interruptor y responder a distintas presiones con diferentes acciones.

- **Cuadro de control:** en la Figura 4.94 se puede apreciar un cuadro de control de una bahía de subestación GIS, en el que también se distingue un pasamuros de resina colada.

Figura 4.94. *Cuadro de control de subestación GIS. Fuente: Chint.*

SABÍAS QUE

Las barreras de unión de módulos pueden compartimentar o no departamentos de gas independientes.

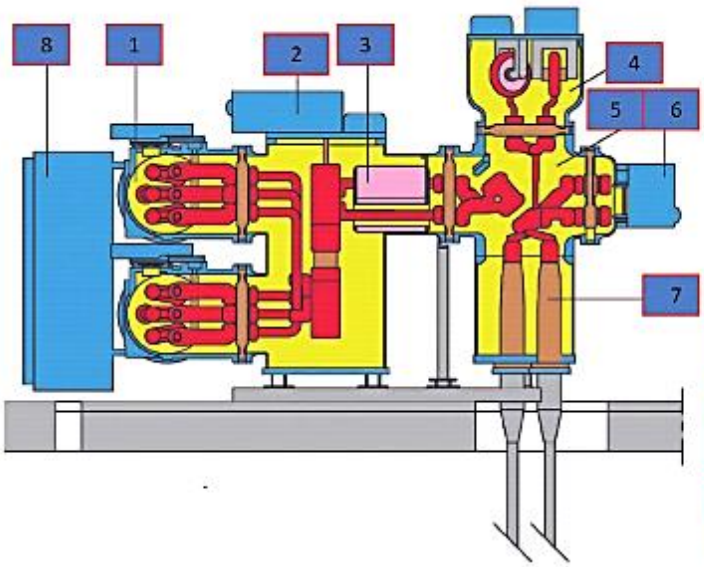
Figura 4.95. *Disposición física de subestación GIS.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

4.4.1. Diagramas de conjuntos típicos GIS

En este apartado se analizan algunos ejemplos de los elementos que constituyen los distintos conjuntos.



1. Barra con seccionador y seccionador de puesta a tierra combinados.
2. Interruptor de potencia.
3. Transformador de corriente.
4. Transformador de tensión.
5. Seccionador y seccionador de puesta a tierra combinados.
6. Seccionador de puesta a tierra rápido.
7. Terminales de cables.
8. Armario de control.

Envolvente
Componentes activos de alta tensión
Gas SF6
Componentes de baja tensión
Componentes metálicos
Material de aislamiento

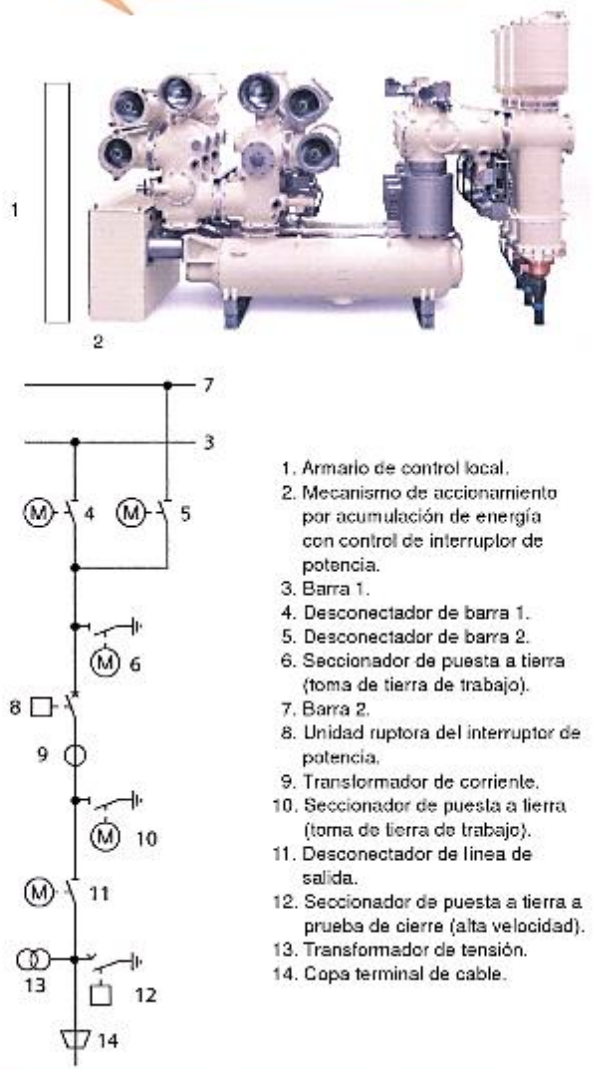
Figura 4.96. *Partes de una bahía de subestación GIS.*

Figura 4.97. *Bahía de una subestación GIS. Fuente: Chint.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

¿Sabes identificar en la figura cada componente según el esquema adjunto?



1. Armario de control local.
2. Mecanismo de accionamiento por acumulación de energía con control de interruptor de potencia.
3. Barra 1.
4. Desconectador de barra 1.
5. Desconectador de barra 2.
6. Seccionador de puesta a tierra (toma de tierra de trabajo).
7. Barra 2.
8. Unidad ruptora del interruptor de potencia.
9. Transformador de corriente.
10. Seccionador de puesta a tierra (toma de tierra de trabajo).
11. Desconectador de línea de salida.
12. Seccionador de puesta a tierra a prueba de cierre (alta velocidad).
13. Transformador de tensión.
14. Copa terminal de cable.

Figura 4.98. *Esquema de celda GIS de doble barra. Fuente: Siemens.*

4.4.2. Subestación GIS integrada (SGI)

Se trata de subestaciones modulares en recintos prefabricados.

Las SGI pueden ser fácilmente transportadas.

Tienen una reducción importante del tiempo de instalación con relación a las subestaciones convencionales, debido a que todas las actividades de diseño, ensamblaje, pruebas y aseguramiento de la calidad se realizan en fábrica. Características:

- Permiten la instalación o extensión de subestaciones en plazos muy cortos.
- Bajos costos de ejecución.
- Poca necesidad de entrenamiento del personal y de manejo de repuestos.
- Ideales para sitios de instalación exigentes.
- Para temperaturas ambientales entre – 30 °C y por encima de 40 °C.
- Aplicación en *offshore* en plataformas de petróleo, gas o parques eólicos.
- No requieren sótano para cables.

Figura 4.99. *Llenado de gas de SGI. Fuente: ABB.*

Las configuraciones típicas son:

- Configuración en anillo (la cantidad de interruptores y salidas son iguales y es más económico que una configuración de un interruptor y medio).
- Configuración en H (para aplicaciones industriales o pequeñas aplicaciones regionales) con una solución óptima de dos entradas de línea y dos transformadores.

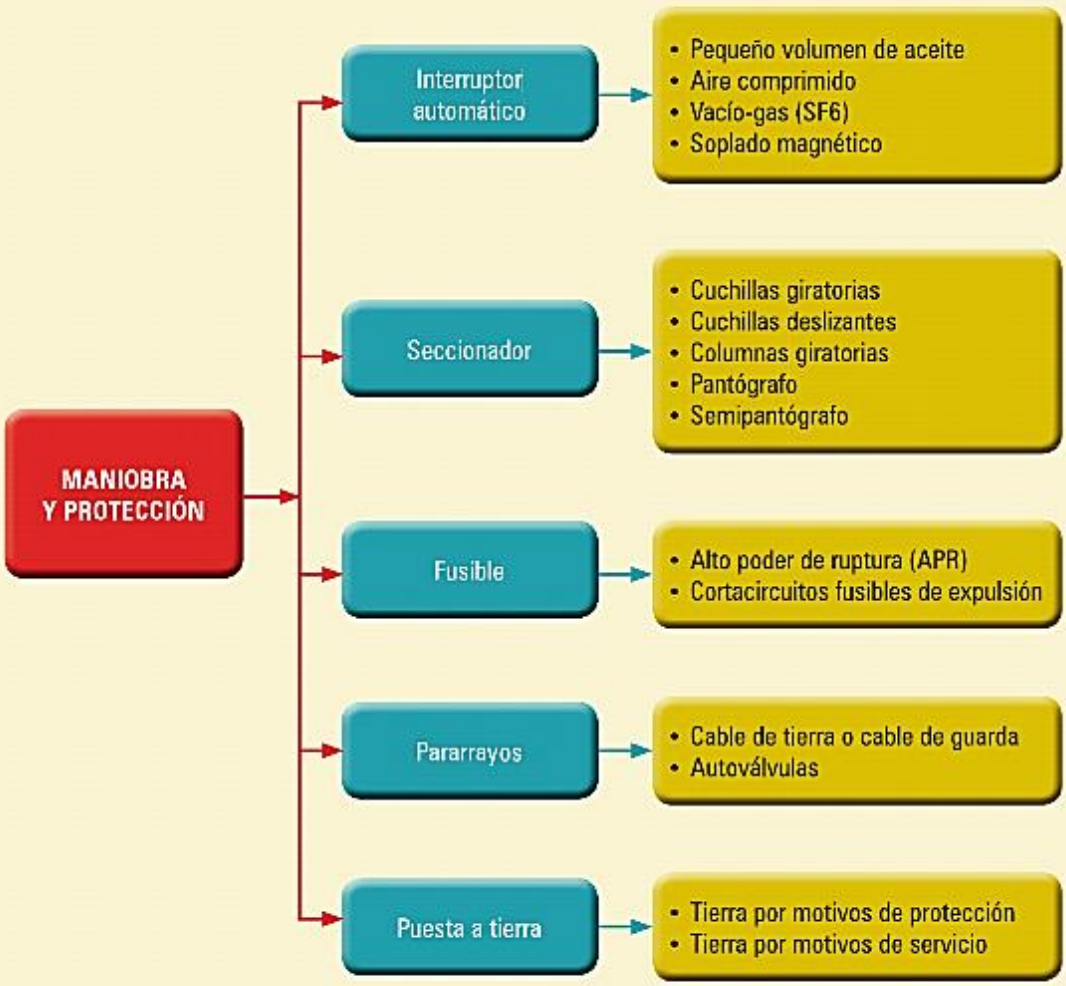
Como ya se indicó, las unidades son prefabricadas y disponen de calefacción, ventilación, iluminación, servicios auxiliares y protección antifuego.

Las cimentaciones necesarias son sencillas dependiendo de las condiciones del suelo y/o requerimientos sísmicos.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

MAPA CONCEPTUAL



Resumen

Los elementos de mando y protección de una subestación eléctrica son cada vez más sofisticados, debido a lo complejo de la red eléctrica.

Los interruptores automáticos se pueden clasificar por su sistema de extinción, tecnología, clase de resistencia mecánica y aplicación, entre otros.

Los seccionadores se pueden clasificar por el tipo de accionamiento, función, número de fases y tipo de mando, entre otros.

Otros elementos de mando y protección son los fusibles, pararrayos y aisladores.

Los componentes de los servicios auxiliares de una subestación eléctrica pueden ser de corriente alterna, corriente continua, fuentes de alimentación o sistemas contra incendios.

Las canalizaciones eléctricas están formadas por tubos, canales y bandejas o prefabricadas.

Las subestaciones de tipo GIS presentan grandes ventajas, siendo la tecnología que se utilizará próximamente.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Conceptos clave

Aguas abajo. Expresión utilizada para la situación de un punto de una instalación eléctrica. Si consideramos un punto cualquiera en el esquema eléctrico de un circuito, todo lo que esté en ese esquema por debajo de ese punto se indica con la expresión «aguas abajo».

Aguas arriba. Expresión utilizada para la situación de un punto de una instalación eléctrica. Si consideramos un punto cualquiera en el esquema eléctrico de un circuito, todo lo que esté en el esquema por encima de ese punto se indica con la expresión «aguas arriba».

Aislamiento autorregenerable. Aislamiento que recupera completamente sus propiedades aislantes después de una descarga disruptiva.

Aislamiento externo. Distancia en el aire atmosférico y las superficies de contacto con la atmósfera, de los aislamientos sólidos de los seccionadores o seccionador de puesta a tierra, que son sometidos a las solicitaciones dieléctricas y a la influencia de las condiciones atmosféricas u otras condiciones externas como la contaminación, la suciedad o la humedad.

Aislamiento interno. Partes internas sólidas, líquidas o gaseosas de aislamiento de un equipo, el cual está protegido contra los efectos de la atmósfera o de otras condiciones externas.

Aislamiento no autorregenerable. Aislamiento que pierde sus propiedades aislantes o no las recupera completamente después de una descarga disruptiva.

Aparamenta. Término general aplicable a los aparatos de conexión y a su combinación con aparatos de mando, de medida, de protección y regulación, asociados a ella, así como a los conjuntos de estos aparatos, con sus conexiones, accesorios, envolventes y soportes correspondientes.

Armónicos. Son distorsiones de las ondas senoidales de tensión y/o corriente de los sistemas eléctricos, debido al uso de cargas con impedancia no lineal, a materiales ferromagnéticos, y en general al uso de equipos que necesiten realizar conmutaciones en su operación normal. Frecuencias múltiples de la frecuencia fundamental de trabajo. Pueden aparecer armónicos de 100, 150, 200 Hz, entre otros. Los armónicos generan efectos negativos en las instalaciones eléctricas.

Atarjea o canal revisable. Canal de obra con tapas prefabricadas de hormigón o de cualquier otro material sintético de elevada resistencia mecánica (que normalmente enrasan con el nivel del suelo) manipulables a mano.

Bandeja. Material de instalación constituido por un perfil, de paredes perforadas o sin perforar, destinado a soportar cables y abierto en su parte superior.

Cable. Uno o varios conductores aislados con revestimiento individual o con la eventual protección del conjunto.

Canal. Elemento de protección mecánica de los cables y una protección contra el acceso a partes peligrosas.

Canalización prefabricada. Es el conjunto de aparamenta de serie en forma de sistema conductor, que comprende unos juegos de barras separados entre sí y apoyados en materiales aislantes dentro de un conducto, acanalamiento o envolvente análoga.

Conductor. Alambre o conjunto de alambres no aislados entre sí cuya misión es transportar la corriente eléctrica.

Confiabilidad. Es la probabilidad de que una subestación pueda suministrar energía durante un período de tiempo dado, bajo la condición de que al menos un componente de la subestación no pueda recuperarse durante la operación.

Contactor (control). Aparato mecánico de conexión que tiene una sola posición de reposo (monoestable), accionado por cualquier forma de energía menos la manual. Es capaz de establecer, de soportar y de interrumpir corrientes en las condiciones normales del circuito, incluidas las condiciones de sobrecarga en servicio.

Es esencialmente un aparato de mando y de control capaz de realizar un elevado número de maniobras bajo las corrientes de carga normales.

La definición es prácticamente la misma que la de un interruptor, pero el hecho de tener solo una posición de reposo (en general la de apertura) le permite alcanzar frecuencias de maniobra muy elevadas.

Corriente de transferencia de barras asignada. Máxima corriente de transferencia que el seccionador es capaz de cortar a la tensión de transferencia de barras asignada.

Corriente nominal admisible de corta duración. Es la corriente máxima (kA) que el equipo puede soportar en posición cerrada durante una corta duración indicada. Es igual al poder de corte asignado en cortocircuito.

Corriente nominal de cierre en cortocircuito. Es la corriente de cresta máxima contra la que el interruptor será capaz de cerrar y bloquear. La corriente nominal de cierre en cortocircuito es igual a la corriente nominal de cresta admisible. Suele ser igual a un valor comprendido entre 2,5 y 2,7 veces la corriente nominal admisible de corta duración.

Corriente nominal de corte en cortocircuito. Es la máxima corriente en cortocircuito simétrica (kA) que un interruptor será capaz de cortar.

Corriente nominal de cresta admisible. Es el valor máximo del primer semiciclo principal (kA) durante una corriente admisible de corta duración que el equipo será capaz de soportar. Suele ser igual a un valor comprendido entre 2,5 y 2,7 veces la corriente nominal admisible de corta duración. El valor de cresta admisible es igual al poder de cierre asignado de cortocircuito.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Cortacircuito fusible (eliminar cortocircuitos). Este aparato, cuya función es abrir (por la fusión de uno o de varios de sus elementos, especialmente previstos y dimensionados para este fin) el circuito en el que está interpuesto y con ello interrumpir la corriente cuando esta sobrepasa, durante un tiempo determinado, un valor dado.

Las características de limitación de la corriente cortada por los cortacircuitos limitadores permiten, por su *asociación* o *combinación* con los aparatos de corte, contactores o interruptores, obtener un conjunto económico con un poder de corte elevado.

Descarga disruptiva. Fenómenos asociados al fallo de aislamiento bajo la acción de una solicitación eléctrica, en la cual la descarga cortocircuita completamente el aislamiento sometido a ensayo, reduciendo la tensión entre los electrodos a cero o casi cero.

Descargo. Una instalación eléctrica en la que, o en cuya proximidad, deban efectuarse trabajos sin tensión, debe ser puesta previa e inexcusablemente en el estado de descargo. Es una autorización necesaria para poner una instalación eléctrica fuera de servicio. Seguidamente de esta operación se realiza la fase de «preparar para trabajos sin tensión».

Efecto corona. Siempre que un conductor colocado en un gas (aire) adquiera una tensión suficiente para conseguir superar la rigidez dieléctrica del aire, se produce una pérdida de energía llamada efecto corona. Es un efecto visible en la oscuridad, pudiendo verse los conductores rodeados de una zona luminosa que los envuelve y cuya sección es circular. El efecto corona depende de la presión atmosférica y de la humedad, entre otros factores. Se evita colocando conductores huecos.

Efecto Faraday. Si se rodea una esfera por otra hueca conectada a tierra, los efectos del campo eléctrico interior no se manifiestan en el exterior. De este modo, una envoltura cerrada conductora (que puede ser un enrejado metálico) conectada a tierra (suelo), divide el espacio en dos regiones: interior y exterior, totalmente independientes; se forma de este modo lo que se llama pantalla eléctrica o jaula de Faraday.

Electrodo de tierra. Conductor, o conjunto de conductores enterrados, que sirven para establecer una conexión con tierra. Los conductores no aislados, colocados en contacto con tierra para la conexión al electrodo, se consideran parte de este.

Extrusionado. Es un proceso utilizado para crear objetos con sección transversal definida y fija. Se realiza en la extrusionadora. Permite mejorar la calidad biológica de la mayoría de los materiales.

Flexibilidad. Es la propiedad de la instalación para acomodarse a las diferentes condiciones que se puedan presentar por cambios operativos en el sistema, y además por contingencias y/o mantenimiento del mismo.

GIS. Tecnología blindada. Subestaciones implementadas mediante equipos (celdas) con aislamiento completo en hexafluoruro de azufre.

Implementación. Poner en funcionamiento, aplicar los métodos y medidas para llevar algo a cabo.

Intensidad despreciable. Se refiere a las corrientes tales como corrientes capacitivas de pasamuros, barras, conexiones, longitudes cortas de cables, corrientes de impedancias de reparto de interruptores automáticos conectados permanentemente y las corrientes de los transformadores y divisoras de tensión. Para tensiones inferiores o iguales a 420 kV se considera como intensidad despreciable para la aplicación de esta definición, la que no excede de 0,5 A; para tensiones superiores a 420 kV conviene consultar con el fabricante.

Interruptor-seccionador. Aparato mecánico de conexión capaz de establecer, soportar e interrumpir intensidades en condiciones normales del circuito, comprendiendo eventualmente condiciones específicas de sobrecarga en servicio, así como soportar durante un tiempo especificado intensidades en condiciones anormales del circuito tales como las de cortocircuito. Puede también establecer pero no interrumpir intensidades de cortocircuito.

Masa. Conjunto de las partes metálicas que, en condiciones normales, están aisladas de las partes activas.

Nivel de aislamiento. Capacidad para soportar sobretensiones de origen atmosférico, de maniobra y a frecuencia industrial.

Poder de cierre asignado en cortocircuito. Es el valor máximo de corriente de cortocircuito que un interruptor automático debe ser capaz de cerrar. El poder de cierre es mayor que el poder de corte, en una proporción que oscila entre 2,5, 2,6 y 2,7.

Poder de corte asignado en cortocircuito. Es el valor más elevado de la corriente de cortocircuito que el interruptor automático debe ser capaz de interrumpir.

Seccionador. Aparato mecánico de desconexión que garantiza, por razones de seguridad, en posición abierta, una distancia de aislamiento que satisface las condiciones establecidas.

Un seccionador es capaz de abrir y cerrar un circuito cuando una corriente de intensidad despreciable es interrumpida o establecida, o bien cuando no se produce un cambio notable de la tensión entre cada uno de sus polos. Es también capaz de soportar permanentemente corrientes en las condiciones normales del circuito, así como fuertes intensidades durante un tiempo especificado, en condiciones anormales tales como las de cortocircuito.

La distancia de seccionamiento es, por regla general, superior a la distancia a la masa, no para asegurar una autocoordinación, sino para proporcionar la máxima seguridad aguas abajo.

Cuando se trata de la seguridad de las personas, la apertura del seccionador se completa con la puesta a tierra de los bornes de salida.

La mayoría de las normas impiden, además, el establecimiento de una línea de fuga continua entre la entrada y la salida, sin una puesta a masa intermedia.

Seccionador de puesta a tierra de clase A. Seccionador de puesta a tierra diseñado para ser empleado en circuitos con líneas relativamente cortas o con bajo acoplamiento con los circuitos adyacentes bajo tensión.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Seccionador de puesta a tierra de clase B. Seccionador de puesta a tierra diseñado para ser empleado en circuitos con líneas relativamente largas o con elevado acoplamiento con los circuitos adyacentes bajo tensión.

Secuencia de maniobra asignada de un interruptor automático de AT. Existen dos variantes de secuencias de maniobras asignadas, correspondientes a las formas siguientes:

a) O - t - CO - t' - CO

Salvo especificaciones contrarias:

t = 3 min para los interruptores automáticos que no están previstos para el reenganche automático rápido.

t = 0,3 s, para los interruptores automáticos previstos para funcionar con reenganche automático rápido (tiempo de corte-establecimiento).

t' = 3 min.

Nota: En lugar de t' = 3 min, otros valores: t' = 15 s y t' = 1 min son también utilizados para los interruptores automáticos previstos para funcionar con reenganche automático rápido.

b) CO - t'' - CO

con:

t'' = 15 s para interruptores automáticos que no están previstos para el reenganche automático rápido.

O = representa una maniobra de apertura.

CO = representa una maniobra de cierre seguida inmediatamente (es decir, sin retardo intencionado) de una maniobra de apertura.

t, t' y t'' = intervalos de tiempo entre dos maniobras sucesivas.

Conviene que t y t' sean siempre expresados en minutos o en segundos, y que t'' sea siempre expresado en segundos.

Seguridad. Es la propiedad de una instalación para dar continuidad de servicio sin interrupción alguna durante fallos en los equipos de potencia, especialmente interruptores y barras.

SF6. Hexafluoruro de azufre. Es un gas artificial utilizado en los equipos eléctricos de alta tensión. Es un excelente aislante eléctrico.

Tensión de contacto. Es la fracción de la tensión de puesta a tierra que puede ser puenteada por una persona entre la mano y un punto del terreno situado a un metro de separación, o entre ambas manos.

Tensión de paso. Es la parte de la tensión a tierra que aparece en caso de defecto a tierra entre dos puntos del terreno separados a un metro.

Tensión de transferencia de barras asignada. Máxima tensión de transferencia a la que el seccionador es capaz de cortar la corriente de transferencia de barras asignada.

Tensión soportada asignada a frecuencia industrial. Es el valor eficaz de una tensión alterna sinusoidal a frecuencia industrial, que el material considerado debe ser capaz de soportar sin perforación ni contorneamiento durante los ensayos realizados en las condiciones especificadas.

Tensión soportada asignada a impulsos tipo rayo o tipo maniobra. Es el valor de cresta de tensión soportada a los impulsos tipo maniobra o tipo rayo prescrita para un material, el cual caracteriza el aislamiento de este material en lo relativo a los ensayos de tensión soportada.

Tiempo de arco. Intervalo de tiempo entre el instante del primer inicio de arco y el instante de extinción final del arco sobre todos los polos.

Valor de cresta de la corriente de cierre de un seccionador de puesta a tierra. Valor de cresta del primer gran semiciclo de corriente en un polo del seccionador de puesta a tierra durante el período transitorio siguiente a la iniciación de la corriente en una maniobra de cierre.

Páginas web de interés

Empresa	Producto	Página Web
Siemens	Aparamenta	www.energy.siemens.com
ABB	Aparamenta	www.abb.com
Southern States	Aparamenta	www.southernstates.com
Isodel	Aparamenta	www.isodel.com
Arteche	Aparamenta	www.arteche.com
Chint	Aparamenta	www.chintelectrics.es
Electrotaz	Aparamenta	www.electrotaz.com
Ormazabal	Celdas	www.ormazabal.com

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Actividades de comprobación

Algunas preguntas pueden tener varias respuestas.

4.1. Los interruptores de potencia deben ser:
- **a)** Perfecto conductor cuando está cerrado.
- **b)** Perfecto conductor cuando está abierto.
- **c)** Perfecto aislador cuando está abierto.
- **d)** Perfecto aislador cuando está cerrado.

4.2. La clase M1 de un interruptor tiene una duración mecánica de:
- **a)** 2.500 operaciones.
- **b)** 2.000 operaciones.
- **c)** 10.000 operaciones.

4.3. Un interruptor de tanque vivo tiene las cámaras interruptivas soportadas por columnas aislantes, y estas quedan aislando la parte energizada del potencial de tierra.
- **a)** Verdadero.
- **b)** Falso.

4.4. El poder de corte en cortocircuito de un interruptor es respecto al poder de cierre en cortocircuito:
- **a)** Mayor.
- **b)** Igual.
- **c)** Menor.

4.5. En general, los interruptores de potencia no tienen poder de seccionamiento.
- **a)** Verdadero.
- **b)** Falso.

4.6. El reconectador no tiene capacidad de apertura y cierre en cortocircuito.
- **a)** Verdadero.
- **b)** Falso.

4.7. La utilización de seccionadores trifásicos puede provocar desequilibrio entre las fases de una instalación.
- **a)** Verdadero.
- **b)** Falso.

4.8. Algunos seccionadores de MT pueden abrir en carga:
- **a)** Utilizando el *load buster*.
- **b)** Nunca.
- **c)** Siempre.

4.9. Los seccionadores cortacircuitos fusibles de expulsión seccionadores también se conocen como:
- **a)** XS.
- **b)** APR.
- **c)** NH.

4.10. Las autoválvulas cumplen la ley de Ohm.
- **a)** Verdadero.
- **b)** Falso.

4.11. La puesta a tierra de una instalación puede hacerse:
- **a)** Por motivos de protección.
- **b)** Por motivos de servicio.
- **c)** Por motivos de construcción.

4.12. La alimentación en corriente continua, en general, de los sistemas auxiliares en una subestación es un:
- **a)** Sistema de 125 V CC.
- **b)** Sistema de 425 V CC.
- **c)** Sistema de 48 V CC.
- **d)** Sistema de 8 V CC.

4.13. Algunas de las distintas zonas de una subestación eléctrica son:
- **a)** Lote de una subestación.
- **b)** Posición de barras.
- **c)** Patio de transformadores.
- **d)** Patio de conexiones.
- **e)** Patio de relés.

4.14. Según la forma de acoplamiento, las celdas metálicas pueden ser:
- **a)** Celdas extensibles.
- **b)** Celdas de medida.
- **c)** Celdas de remonte.
- **d)** Celdas compactas.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

4.15. Los enclavamientos de las celdas metálicas pueden ser, entre otros, de tipo digital.
- **a)** Verdadero.
- **b)** Falso.

4.16. Una desventaja de una subestación GIS es:
- **a)** Espacio mínimo.
- **b)** Menor impacto visual.
- **c)** Coste más elevado.
- **d)** Gas contaminante.
- **e)** Tiempo mayor de indisponibilidad en caso de fallo.

4.17. La subestación GIS no se puede utilizar en ciudades con gran población.
- **a)** Verdadero.
- **b)** Falso.

4.18. En una subestación GIS el elemento más importante es:
- **a)** El interruptor.
- **b)** Los TT.
- **c)** Los TI.
- **d)** Seccionador de puesta a tierra.

4.19. En una subestación GIS no se puede actuar nada totalmente de forma manual.
- **a)** Verdadero.
- **b)** Falso.

4.20. El seccionador de puesta a tierra rápido se utiliza:
- **a)** Para realizar un descargo de la línea.
- **b)** Para descargar la carga capacitiva de las líneas.
- **c)** Después de poner la tierra normal.
- **d)** Cuando existe sobretensión en la línea.

4.21. El seccionador de puesta a tierra rápido se utiliza de forma manual desde el cuadro de mando y la posición local.
- **a)** Verdadero.
- **b)** Falso.

4.22. El TI en una subestación GIS está lo más alejado posible del interruptor.
- **a)** Verdadero.
- **b)** Falso.

4.23. El TT en una subestación GIS está aislado del resto de compartimentos sin compartir el gas (SF6).
- **a)** Verdadero.
- **b)** Falso.

Actividades de aplicación

4.1. En la siguiente tabla, rellena las celdas que figuran vacías. Se trata de relacionar algunas funciones con aparatos de MT de distribución pública.

Función	Aparato					
	Seccionador	Interruptor	Interruptor automático	Interruptor-seccionador	Interruptor automático extraíble	Fusible
Seccionamiento	X			X	X	
Mando		X	X	X	X	
Protección						X

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

4.2. En la siguiente tabla, rellena las celdas que figuran vacías. Se trata de la relación entre distintas aparamentas y la corriente de cortocircuito que la misma puede dejar pasar, conectar o interrumpir.

Aparamenta	Corriente de cortocircuito soportada durante un tiempo «t»	Conectarla	Interrumpirla
Seccionador	Sí	No	No
Seccionador de puesta a tierra con cierre rápido	Sí		
Interruptor-seccionador		Sí	
Interruptor automático			Sí
Fusible de alto poder de ruptura (APR)	No		

4.3. Los sistemas de extinción de arco deben ser capaces de interrumpirlo en [_____], para evitar [_____].

4.4. No es lo mismo cortar que [_____].

4.5. Estos interruptores utilizan la propiedad que tiene el aire a presión [_____].

4.6. Los interruptores de vacío son los que cuentan con un mayor [_____], presentando como contraposición un [_____].

4.7. Un seccionador es capaz de abrir y cerrar un circuito cuando [_____], o bien cuando no se produce un cambio notable [_____].

4.8. En muchos casos el seccionador de puesta a tierra está asociado con [_____], que asume las funciones de [_____].

4.9. El interruptor-seccionador no tiene función de protección a no ser [_____].

4.10. Los pararrayos protegen aguas abajo, [_____].

4.11. En el momento de la conexión de un condensador se producen [_____] que pueden perjudicar bien al condensador, [_____].

4.12. Cuando utilizamos condensadores conexionados en doble estrella a nuestra red, [_____], la protección de nuestros equipos la realizamos [_____].

4.13. La instalación de puesta a tierra debe conseguir [_____] de las tensiones de paso y contacto.

4.14. Los cables y conductores utilizados en las subestaciones eléctricas son [_____].

4.15. Los módulos de conexión de las bahías de una subestación GIS [_____], cables, transformador [_____], entre otros.

4.16. En la siguiente figura, indica de qué elemento se trata:

4.17. En la siguiente figura, indica qué elemento señaliza la flecha y de qué tipo es:

© Ediciones Paraninfo

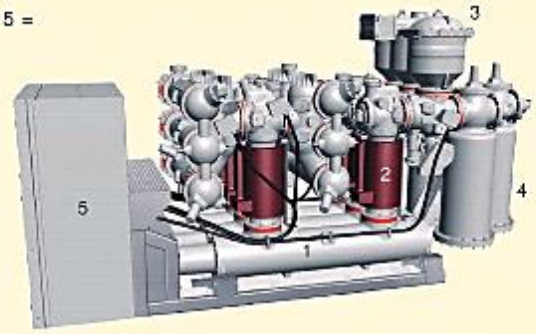
CamScanner

4.18. En la siguiente figura, indica qué elemento está manipulando el operario:

4.19. En la siguiente figura, indica de qué elementos se trata:

4.20. En la siguiente figura, indica de qué tipo de instalación se trata y qué elementos señalizan los números:

1 =
2 =
3 =
4 =
5 =



© Ediciones Paraninfo

CamScanner

4.21. En las siguientes figuras, indica:

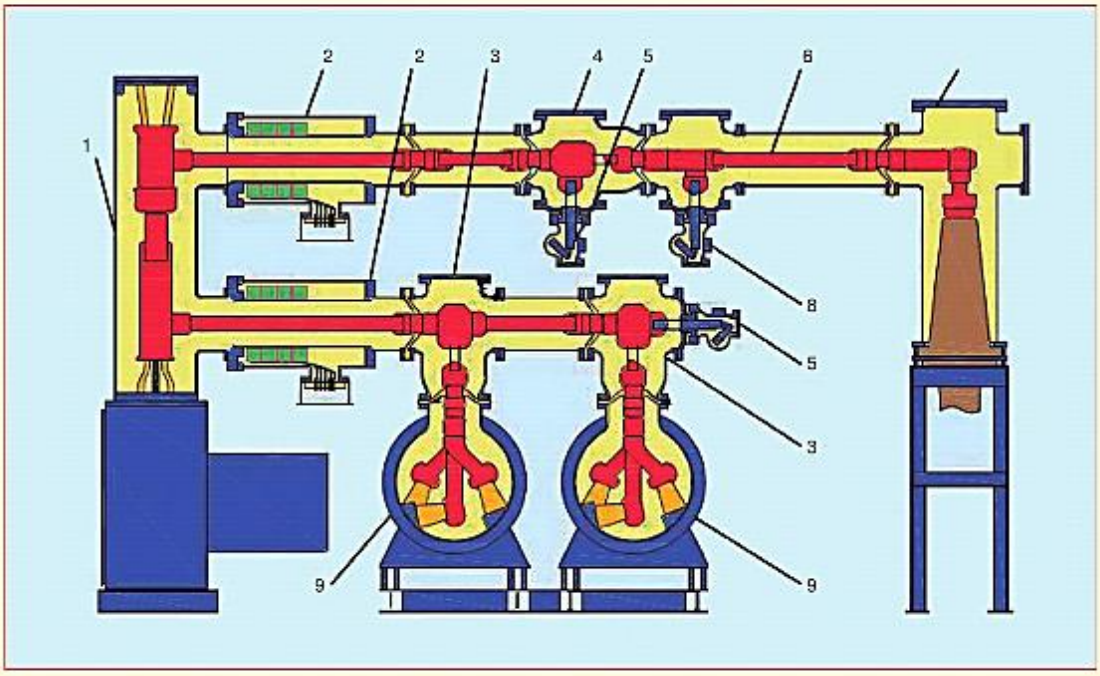
a) ¿De qué elementos se trata?

b) ¿Qué función cumplen?

4.22. En la siguiente figura de una subestación GIS, indica qué significan los números y los colores:

1 =
2 =
3 =
4 =
5 =
6 =
7 =
8 =
9 =

Color del gas SF6 =
Color de la parte eléctrica =
Color del circuito secundario del TI =
Color de la envolvente =
Color del aislamiento =



© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Actividades de ampliación

4.1. Realiza, en dos grupos de alumnos, un informe sobre las características técnicas de un seccionador de puesta a tierra de apertura vertical.

Tienes información en el siguiente enlace:

http://aparamenta.electrotaz.com/

4.2. Elabora, en dos grupos de alumnos, un informe sobre los valores característicos de subestaciones GIS (tensiones, intensidades, presión de gas, interruptor de potencia, seccionadores, entre otros).

Tienes información en los siguientes enlaces:

www.abb.es

www.energy.siemens.com

www.chintelectrics.es

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Documentación técnica. Planos y esquemas

5

En la documentación técnica de una instalación de una subestación eléctrica, la memoria y los planos son, para el perfil de este alumnado, los más importantes.

Se analizan los símbolos eléctricos que figuran en los planos y esquemas de este tipo de instalación.

Se pretende que el alumnado identifique los distintos elementos por su símbolo y la información que acompaña al mismo.

Puede ser interesante que el alumnado elabore esquemas unifilares utilizando algún programa CAD de dibujo.

Contenidos

- 5.1. Introducción
- 5.2. Documentos de un proyecto de una instalación eléctrica de alta tensión
- 5.3. Interpretación de planos y esquemas
- 5.4. Proyecto resumido. Memoria y planos

Objetivos

- Conocer los distintos documentos que componen un proyecto de AT.
- Identificar los diferentes apartados de cada documento de un proyecto de AT.
- Interpretar los planos y esquemas que suelen utilizarse en las subestaciones eléctricas, identificando los distintos elementos por sus símbolos.
- Interpretar los valores que se indican en los símbolos de un plano o esquema de AT.
- Reconocer los diferentes esquemas de conexión de una subestación a la red eléctrica.
- Determinar las distintas maniobras de explotación en una subestación eléctrica.
- Elaborar esquemas unifilares de distintas instalaciones de una subestación eléctrica.

CamScanner

5.1. Introducción

En este apartado se analizan los principales documentos que forman, generalmente, un anteproyecto y un proyecto de una instalación de alta tensión, como es una subestación eléctrica.

Se indican, de forma resumida, los documentos mínimos que prescribe el Reglamento de instalaciones de alta tensión, aunque el perfil de este módulo no sea la configuración de subestaciones eléctricas.

Es importante que los alumnos interpreten los principales planos y esquemas de este tipo de instalaciones para analizar, por ejemplo, el documento de planos de un proyecto.

5.2. Documentos de un proyecto de una instalación eléctrica de alta tensión

El Reglamento de instalaciones eléctricas de alta tensión contempla los distintos documentos que deben tener un anteproyecto y un proyecto de una subestación eléctrica.

En la Figura 5.1 se indican, de forma resumida, los distintos documentos de las distintas formas de un anteproyecto y de un proyecto, según el Reglamento de instalaciones de alta tensión (RAT) de 9 de mayo de 2014.

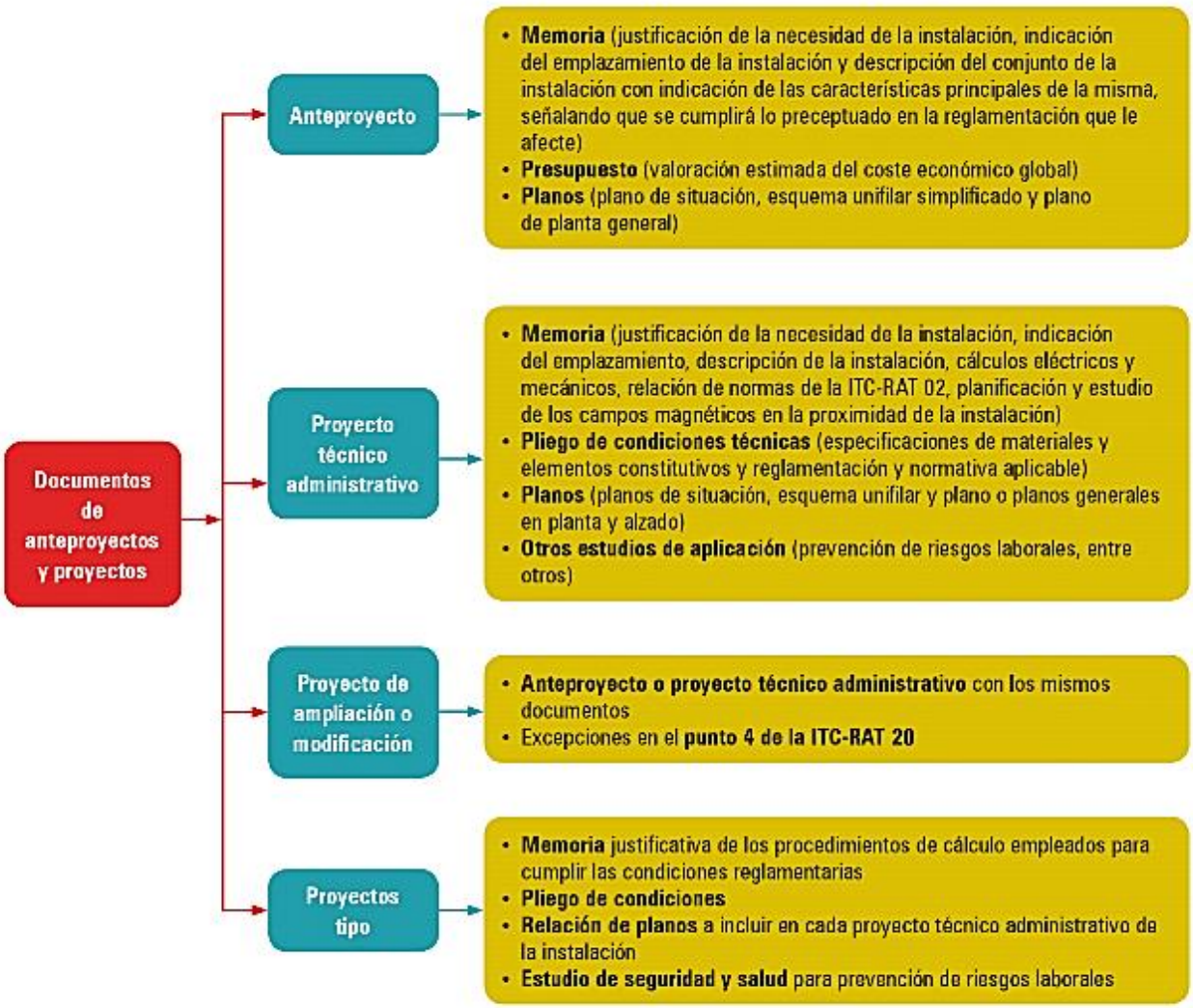


Figura 5.1. *Documentos mínimos de un proyecto según el Reglamento de alta tensión (RAT).*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Los documentos de un proyecto, de forma resumida, según la norma UNE 157001:2002, se indican a continuación:

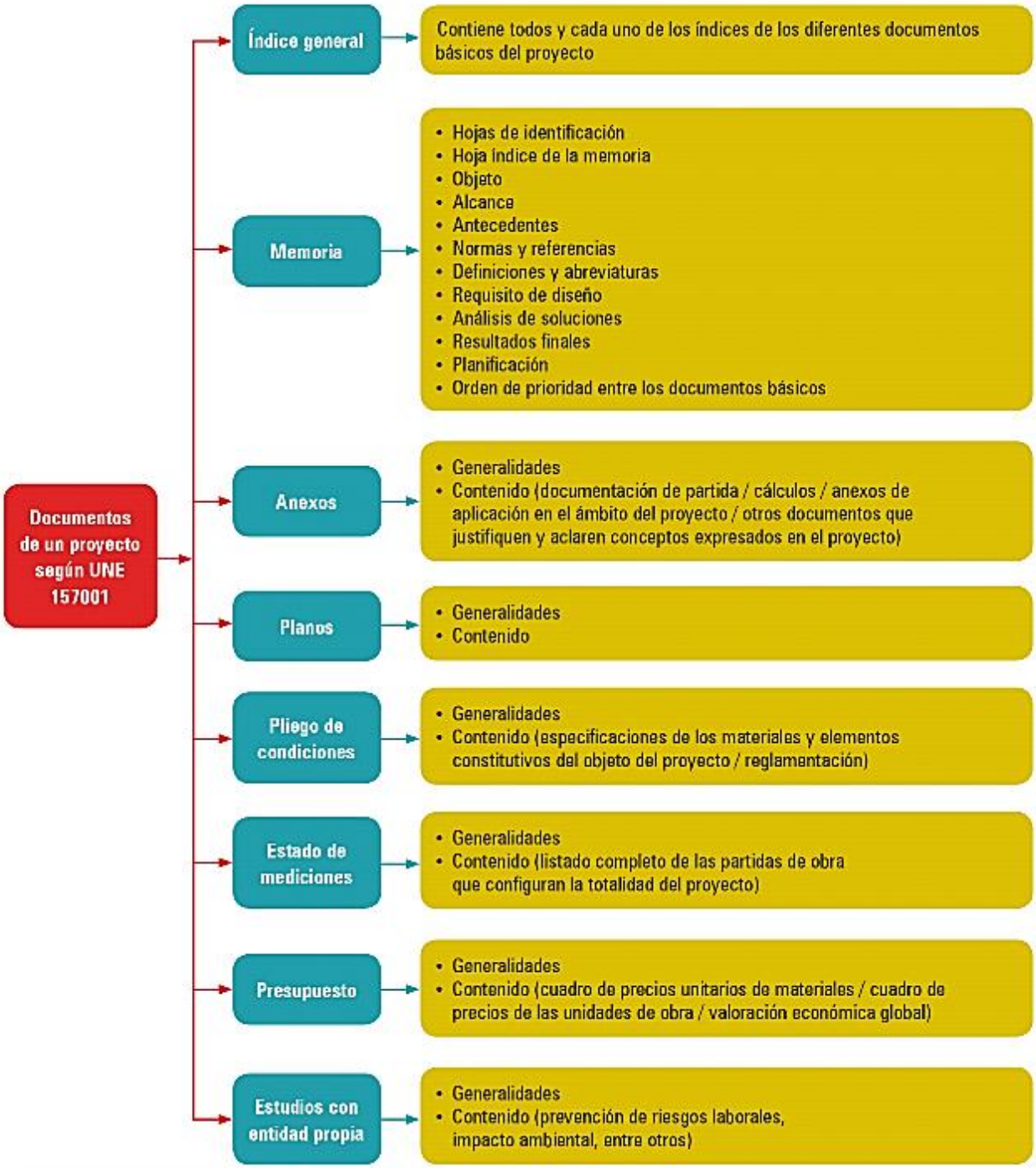


Figura 5.2. *Documentos de un proyecto según UNE 157001.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

5.3. Interpretación de planos y esquemas

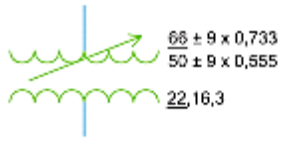
En este apartado se indica una serie de símbolos que normalmente figuran en los esquemas y planos de subestaciones eléctricas.

5.3.1. Bloques de símbolos

En las siguientes figuras se indican algunos bloques de símbolos empleados en los esquemas de subestaciones eléctricas:

¿Sabes qué indica el símbolo «R»?

Transformador bitensión



Transformador con regulación en carga con ± 9 escalones de 732 V y 555 V cada uno respectivamente. Tensión primaria de 66 kV o 50 kV. Tensión secundaria de 22 kV o 16,3 kV.

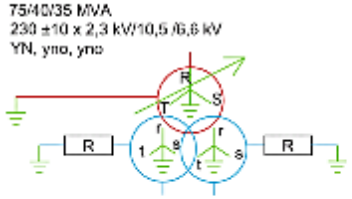
Figura 5.3. *Transformador trifásico bitensión (conectado a 66 kV en primario y 22 kV en secundario).*

Transformador con tomas de regulación de vacío

Transformador trifásico con tomas de regulación de tensión (trazos más largos) en vacío.
Tensión primaria de 22 kV y tensión en el secundario de 0,400 kV entre fases y 0,230 kV entre fase y neutro.

Figura 5.4. *Transformador trifásico con tomas de regulación de tensión (trazos más largos) en vacío.*

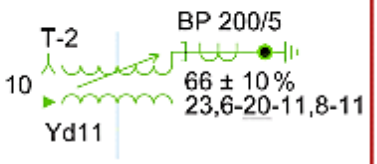
Trafo de arranque de una central térmica



Transformador de tres arrollamientos. El primario de 75 MVA y 230 kV con regulación en carga ± 10 escalones de 2,3 kV cada uno. Dos secundarios de 40 MVA y 10,5 kV y de 35 MVA y 6,6 kV, respectivamente.
El grupo de conexión es Yy0. El neutro es accesible.

Figura 5.5. *Transformador de arranque de una central eléctrica.*

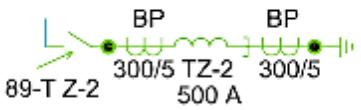
Transformador de potencia



BP 200/5 = TI de protección de tipo *bushing* de relación 200/5.
10 = Potencia de 10 MVA.
↗ = Regulación en carga ± 10 %.
Yd11 = Grupo de conexión.
23,6-20-11,8-11 = Tensiones secundarias.
⊣ = Conexión en estrella con el neutro a tierra.

Figura 5.6. *Transformador de potencia.*

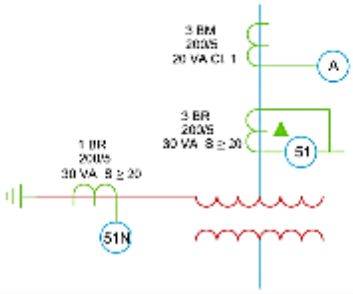
Reactancia de puesta a tierra



89 - TZ-2 = Seccionador para conectar a 20 kV la reactancia de puesta a tierra.
BP 300/5 = TI de protección de tipo *bushing* de relación 300/5.
TZ-2 500 A = Reactancia de puesta a tierra con una intensidad máxima de 500 A.

Figura 5.7. *Reactancia de puesta a tierra.*

Transformadores de intensidad de tipo *bushing*



3 BM = Tres TI de tipo *bushing* para medida.
200/5 = Relación de transformación.
20 VA = Potencia.
Cl. 1 = Clase de precisión 1.
3 BR = Tres TI de tipo *bushing* de protección.
30 VA = Potencia.
S ≥ 20 = Clase y factor límite de precisión 5P20.
▲ = Conexión en triángulo.

Figura 5.8. *Transformadores de intensidad de tipo* bushing *cuando van montados en los pasatapas de los transformadores de potencia.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

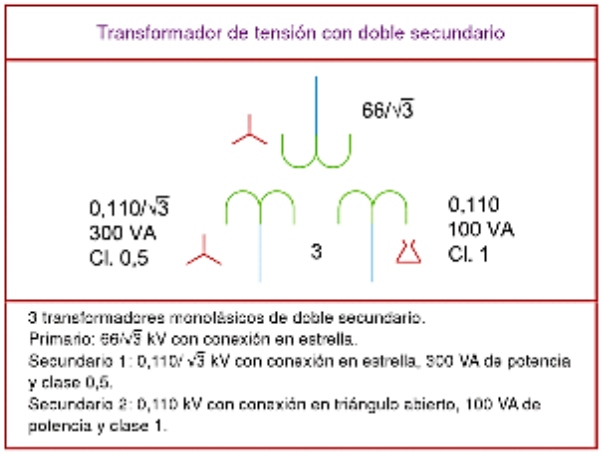


Figura 5.9. *Transformador de tensión con doble secundario.*

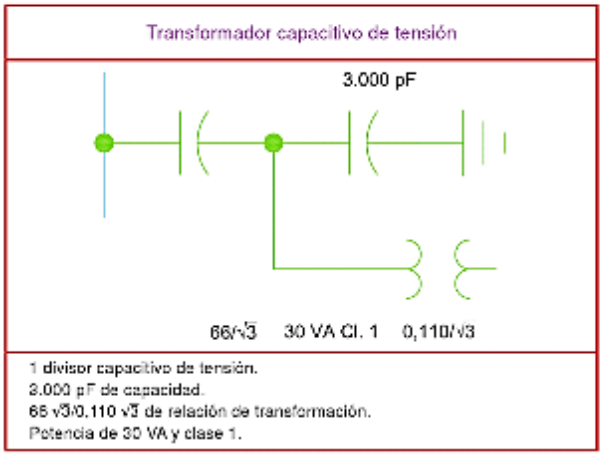


Figura 5.10. *Transformador capacitivo de tensión.*

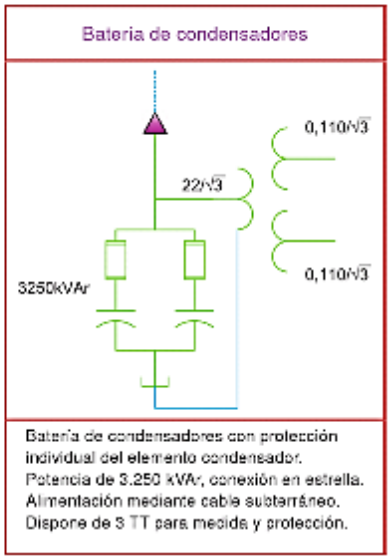


Figura 5.11. *Batería de condensadores.*

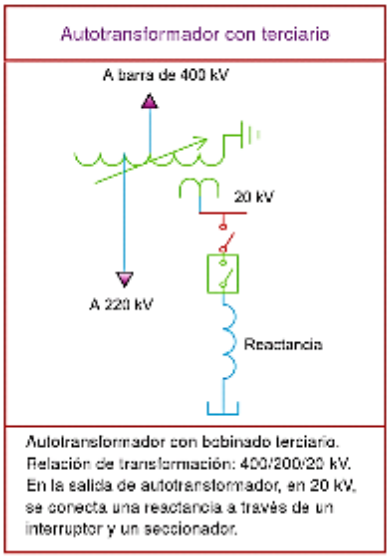


Figura 5.12. *Autotransformador con terciario.*

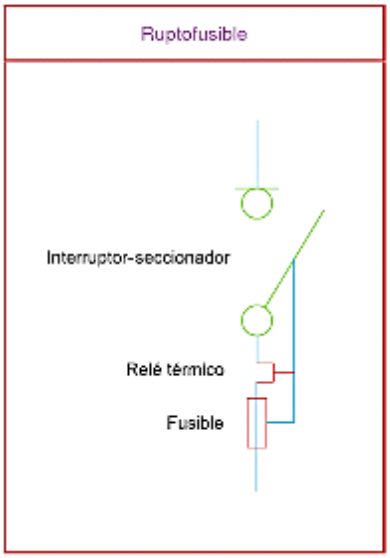


Figura 5.13. *Ruptofusible (relé térmico + fusible).*

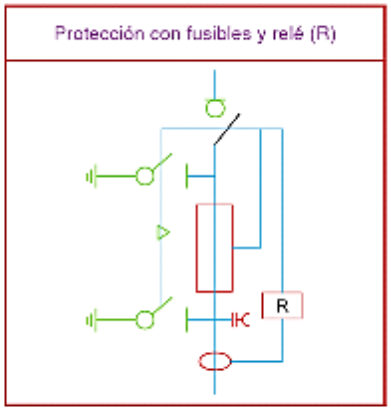


Figura 5.14. *Protección con fusibles y relé (R).*

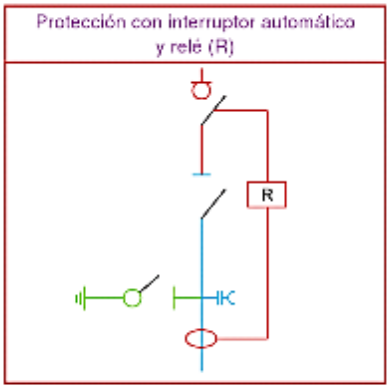


Figura 5.15. *Protección con interruptor automático y relé (R).*

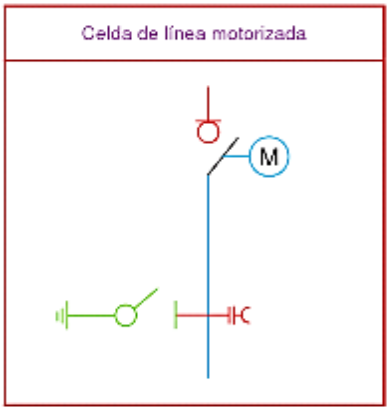


Figura 5.16. *Celda de línea motorizada.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

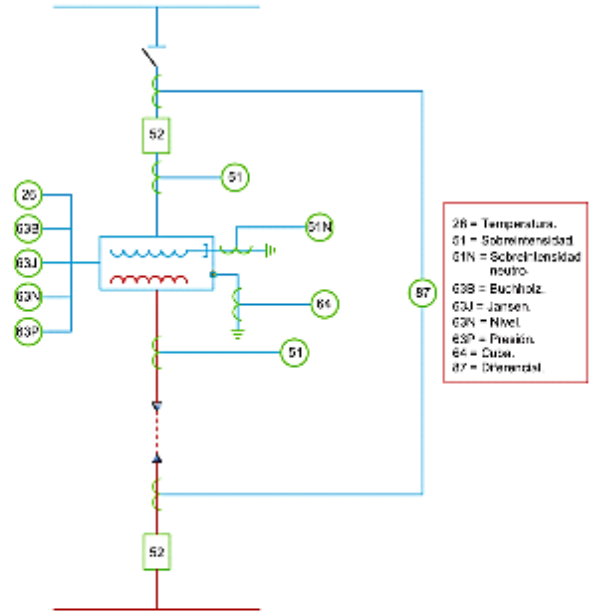


Figura 5.17. *Protecciones habituales de un transformador de potencia.*

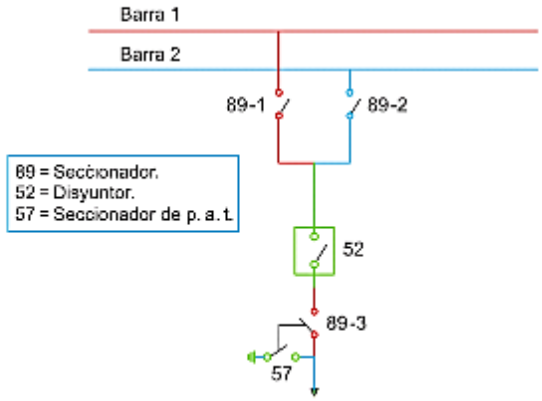


Figura 5.18. *Esquema de posición de línea.*

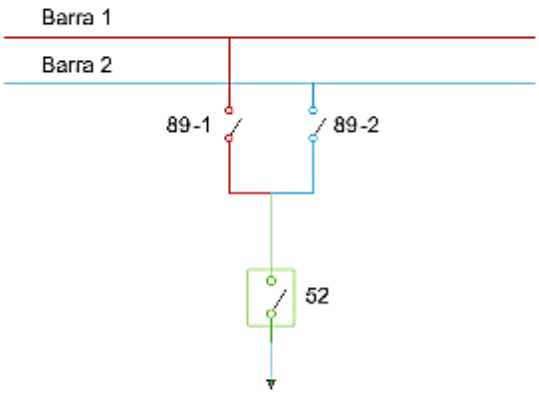


Figura 5.19. *Esquema de posición de transformador.*

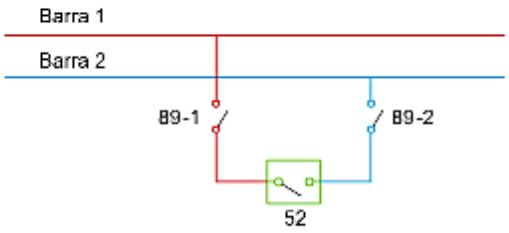


Figura 5.20. *Esquema de posición de acoplamiento.*

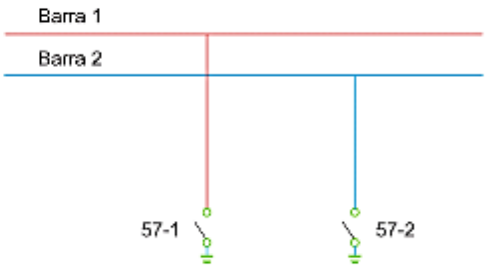


Figura 5.21. *Esquema de posición de barras.*

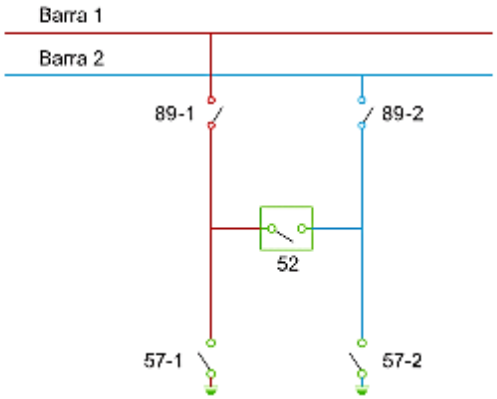


Figura 5.22. *Esquema de posición de acoplamiento.*

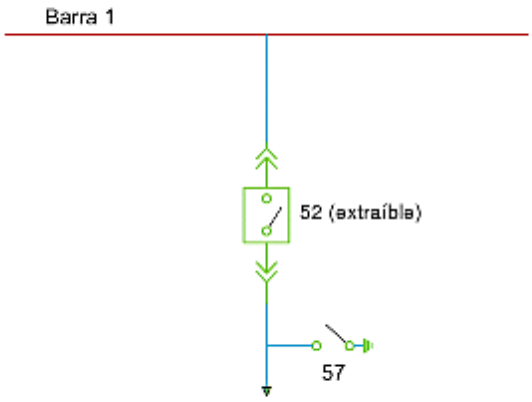


Figura 5.23. *Esquema de posición de línea o de transformador.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

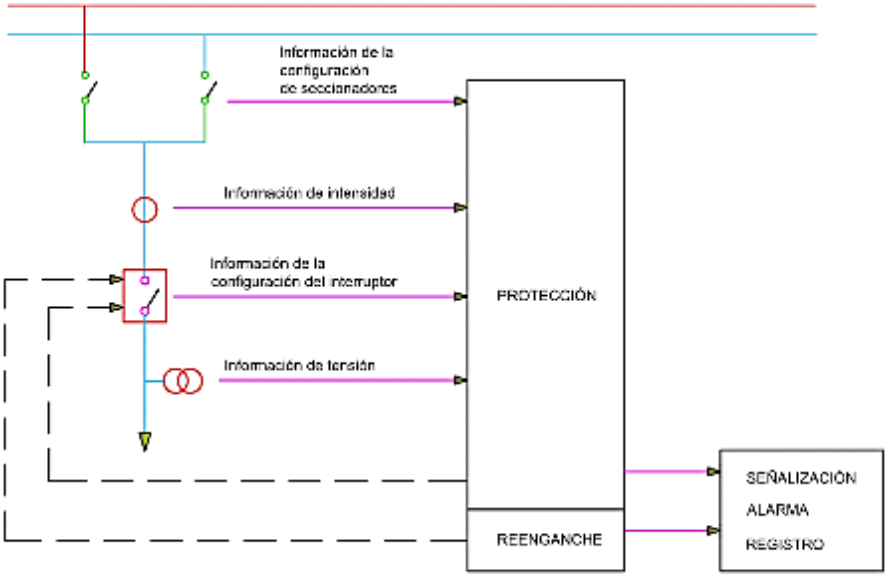
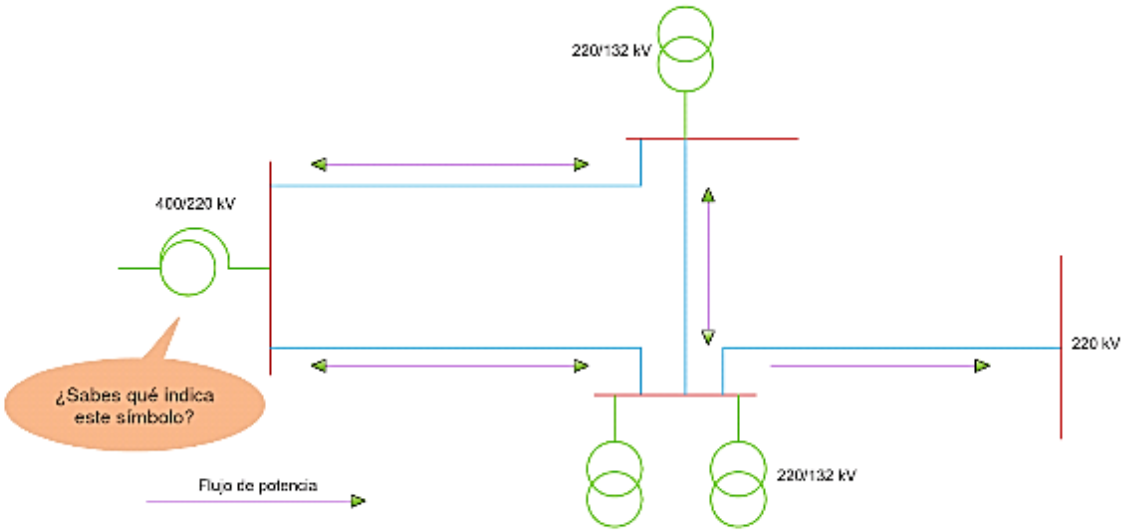


Figura 5.24. *Esquema general de protección.*



Las subestaciones nodales reciben este nombre al estar interconectadas entre sí y confirmar una malla en el sistema eléctrico de transmisión. Los terminales de conexión a las líneas se consideran solamente como salidas, ya que el flujo de energía se puede dar en ambos sentidos, según las condiciones de operación del sistema eléctrico.

Figura 5.25. *Interconexión de subestaciones conformando una malla.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

¿Sabes distinguir los distintos símbolos que figuran en este módulo híbrido?

- Seccionador / seccionador de puesta a tierra.
- Disyuntor.
- Transformador de intensidad.

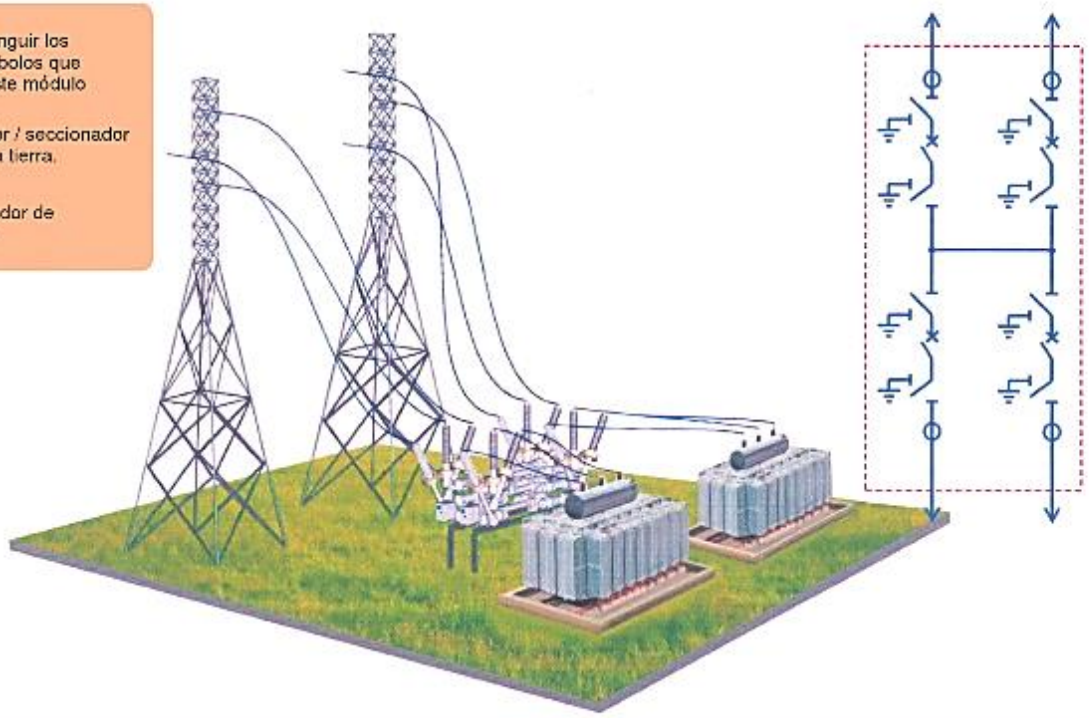


Figura 5.26. *Módulo híbrido PASS MOH. Fuente: ABB.*

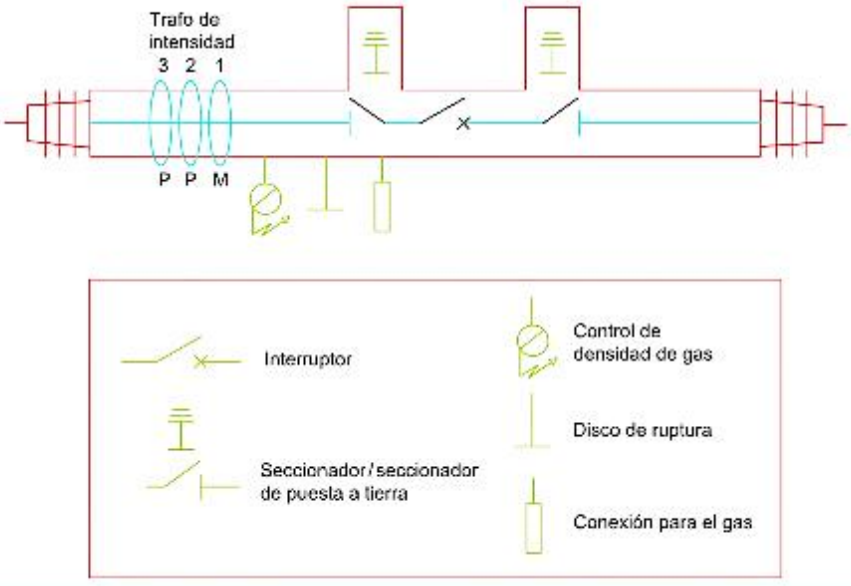


Figura 5.27. *Módulo híbrido PASS MOS SBB. Fuente: ABB.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

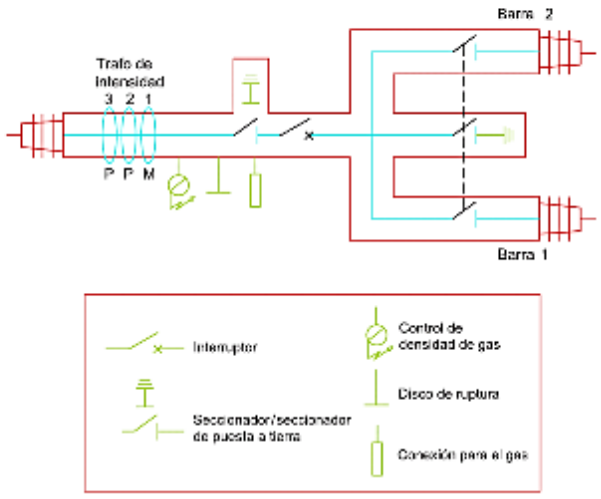


Figura 5.28. *Módulo híbrido PASS MOS DBB. Fuente: ABB.*

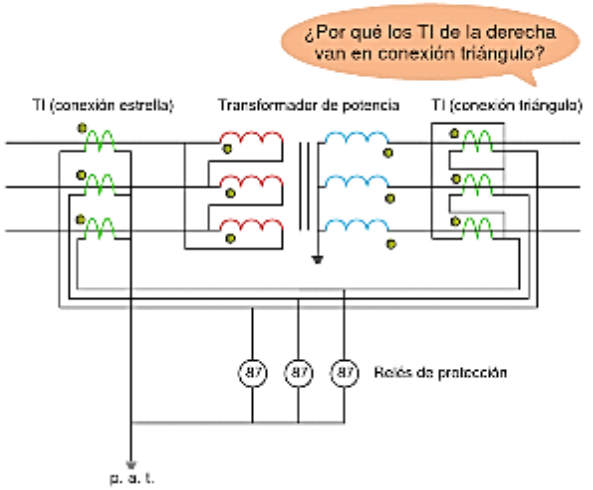


Figura 5.29. *Esquema de protección diferencial de un transformador de potencia trifásico conectado en triángulo-estrella.*

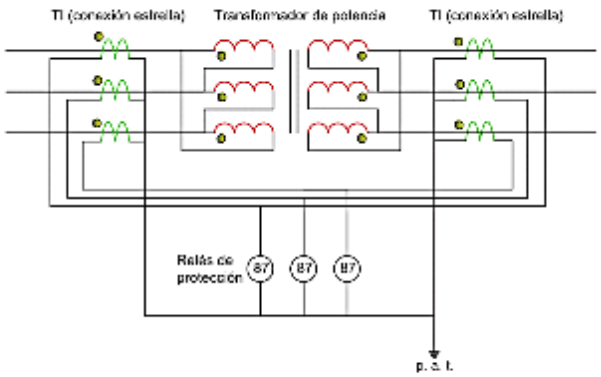
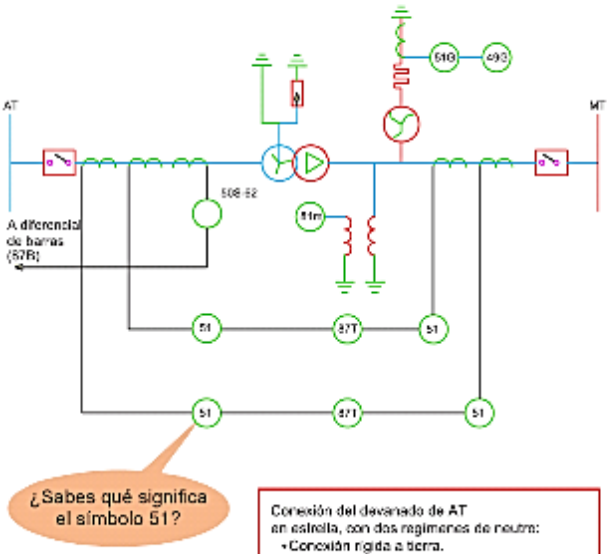


Figura 5.30. *Esquema de protección diferencial de un transformador de potencia trifásico conectado en triángulo-triángulo.*



Conexión del devanado de AT en estrella, con dos regímenes de neutro:
- Conexión rígida a tierra.
- Conexión a tierra mediante autoválvula.

Conexión del devanado de MT en triángulo, con régimen de neutro:
- Reactancia en zigzag señada con resistencia.

87T = Diferencial transformador.
50S - 52 = Fallo de interruptor (se manda a la protección diferencial de barras).
51G = Sobreintensidad de puesta a tierra, tiempo dependiente.
49G = Imagen térmica puesta a tierra.
81m = Subfrecuencia.

Figura 5.31. *Esquema de protección de un transformador AT/MT.*

RECUERDA

Una de las condiciones necesarias para el acoplamiento en paralelo de transformadores es que los terminales homólogos han de estar conectados al mismo conductor, tanto en el lado de AT como en el lado de BT.

Estos terminales homólogos se suelen señalizar, por ejemplo, por puntos, como en el caso de la Figura 5.29. Por tanto, son terminales homólogos los que lleven un punto y también los que no lo lleven.

5.3.2. Tipologías habituales de transformadores de interconexión AT/MT

En este apartado se presenta una serie de esquemas con los principales tipos de transformadores utilizados en la transformación de AT a MT.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

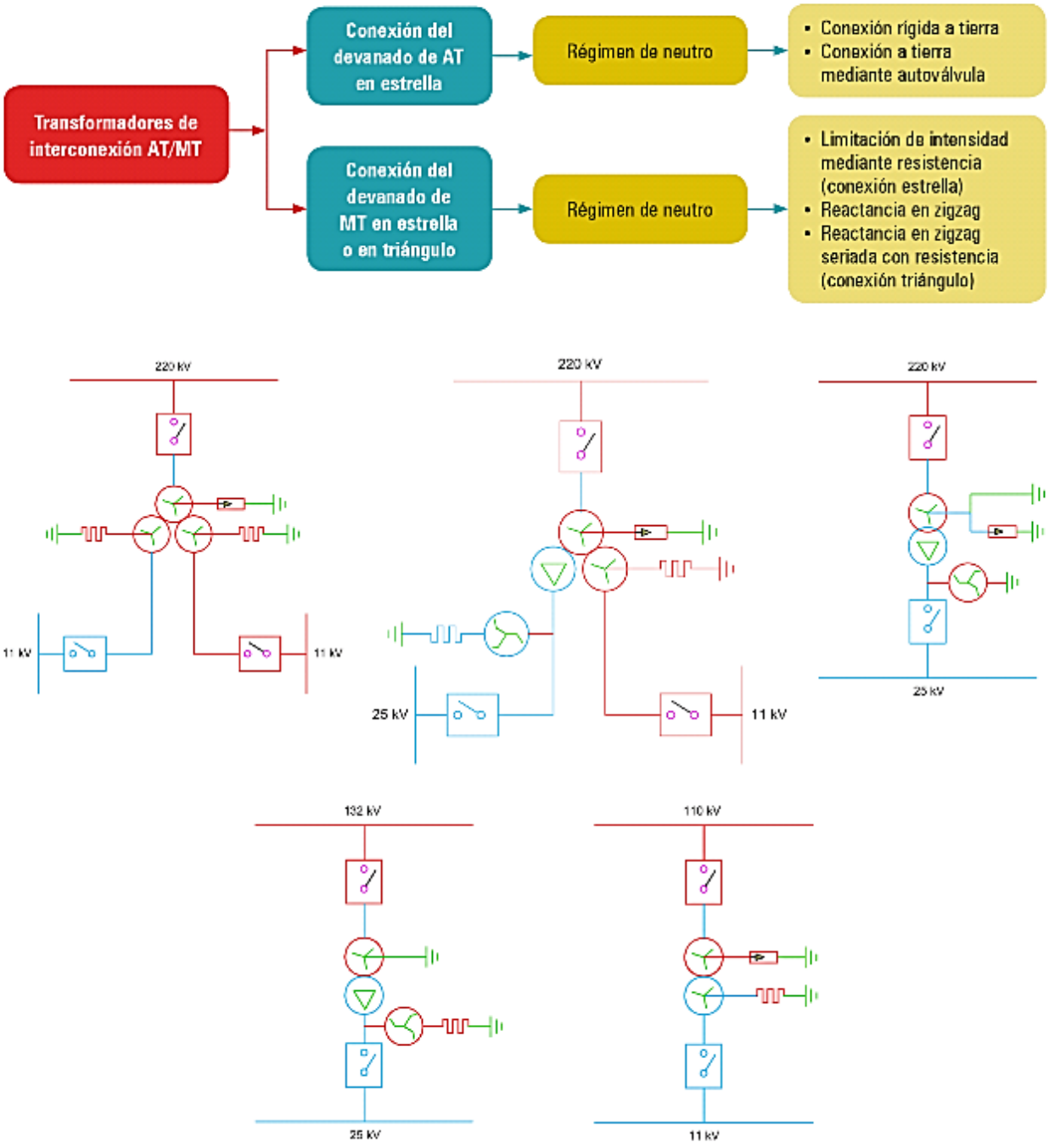


Figura 5.32. *Esquemas habituales de transformadores de interconexión AT/MT.*

¿Sabes distinguir por su símbolo en la figura anterior los siguientes elementos?

- Autoválula.
- Limitación de intensidad mediante resistencia.
- Reactancia en zigzag.
- Conexión rígida a tierra.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

5.3.3. Conexión a red de la compañía eléctrica de subestaciones de instalaciones de energía eólica

En este apartado se indican los principales tipos de conexión que se realizan a la hora de conexionar a la red de AT la energía eléctrica producida en una instalación de generación eólica.

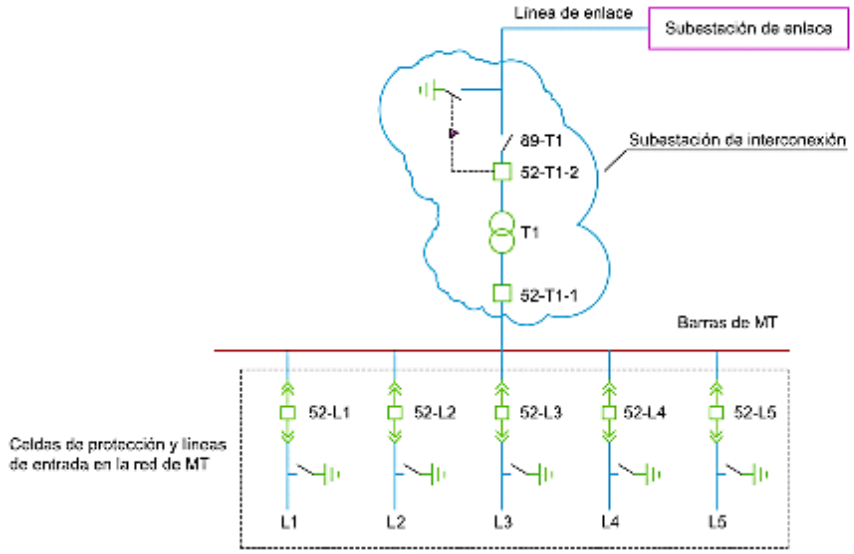


Figura 5.33. *Conexión a la red de AT de una instalación eólica con subestación de enlace.*

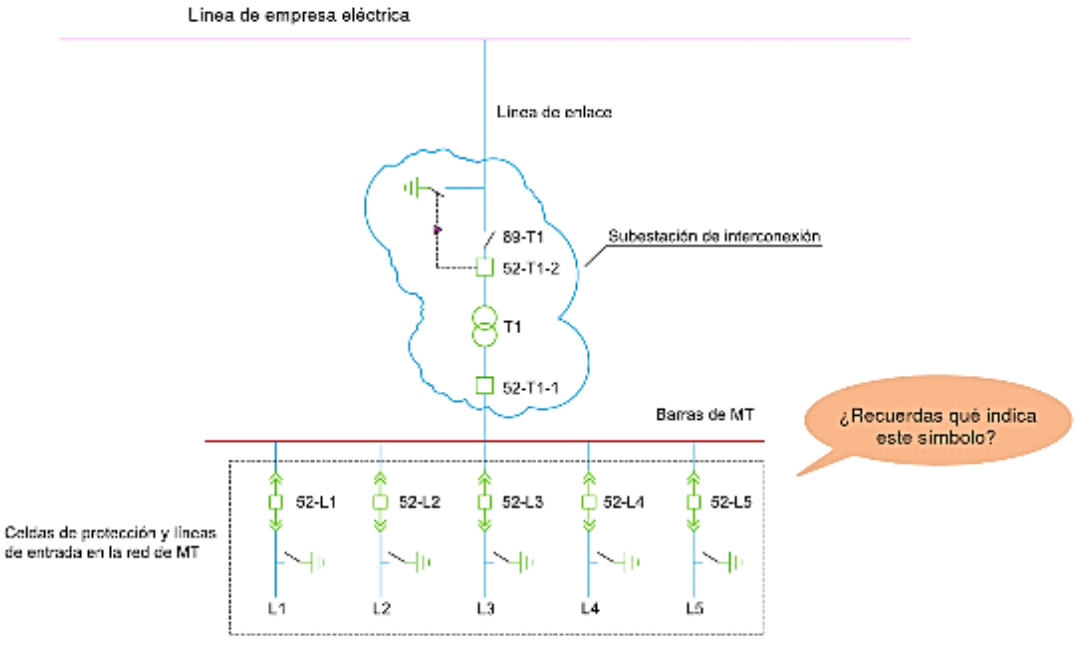


Figura 5.34. *Conexión directa a la red de AT de una instalación eólica.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

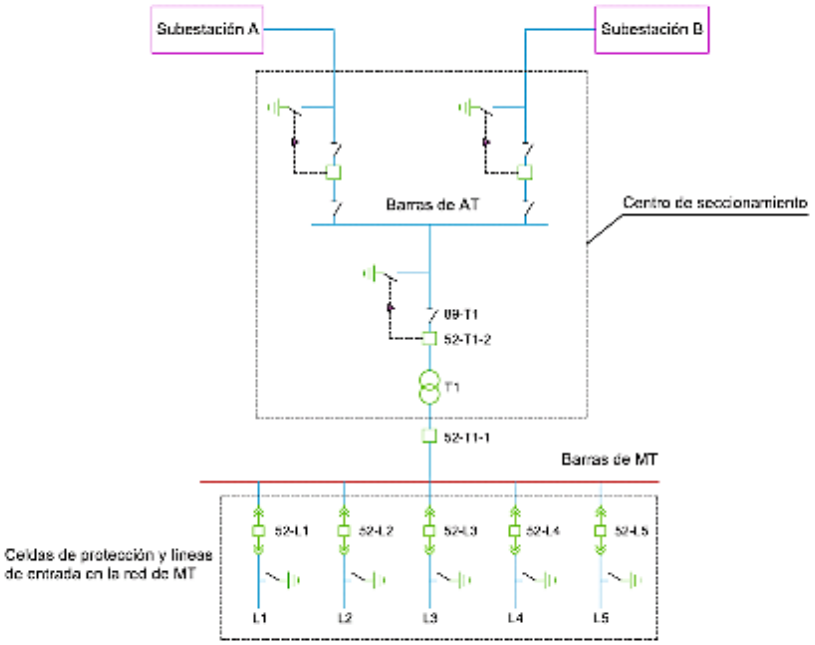


Figura 5.35. *Conexión a la red de AT de una instalación eólica con doble circuito de entrada-salida.*

5.3.4. Esquemas unifilares

En las siguientes figuras se muestran los esquemas unifilares de una subestación 66/20 kV de barra simple. Debido a lo extenso del plano, se presentan en tres bloques:

- Esquema unifilar del nivel de 66 kV.
- Esquema unifilar de bancos de transformación.
- Esquema unifilar del nivel de 20 kV.

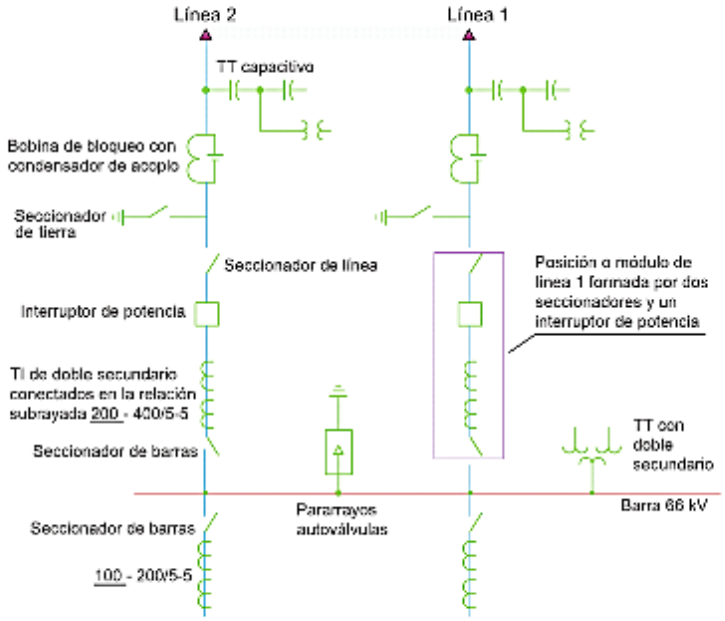


Figura 5.36. *Esquema unifilar del nivel de 66 kV de una subestación de barra simple.*

SABÍAS QUE

Las reactancias de puesta a tierra TZ-1 y TZ-2 son empleadas como limitadoras de intensidades de defecto a tierra (500 A) y como creadoras de un neutro artificial, ya que los secundarios de los transformadores T1 y T2 están conectados en triángulo.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

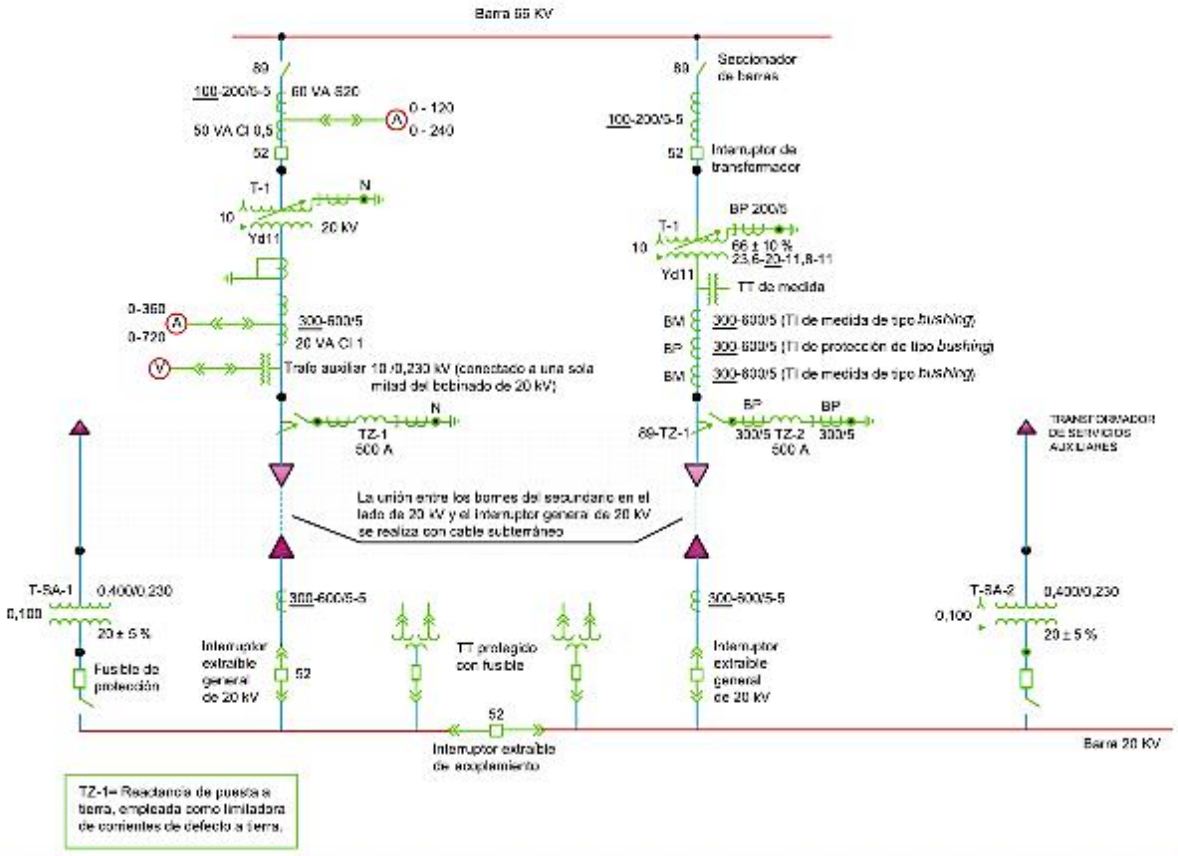


Figura 5.37. *Esquema unifilar de los bancos de transformación de la subestación eléctrica anterior.*

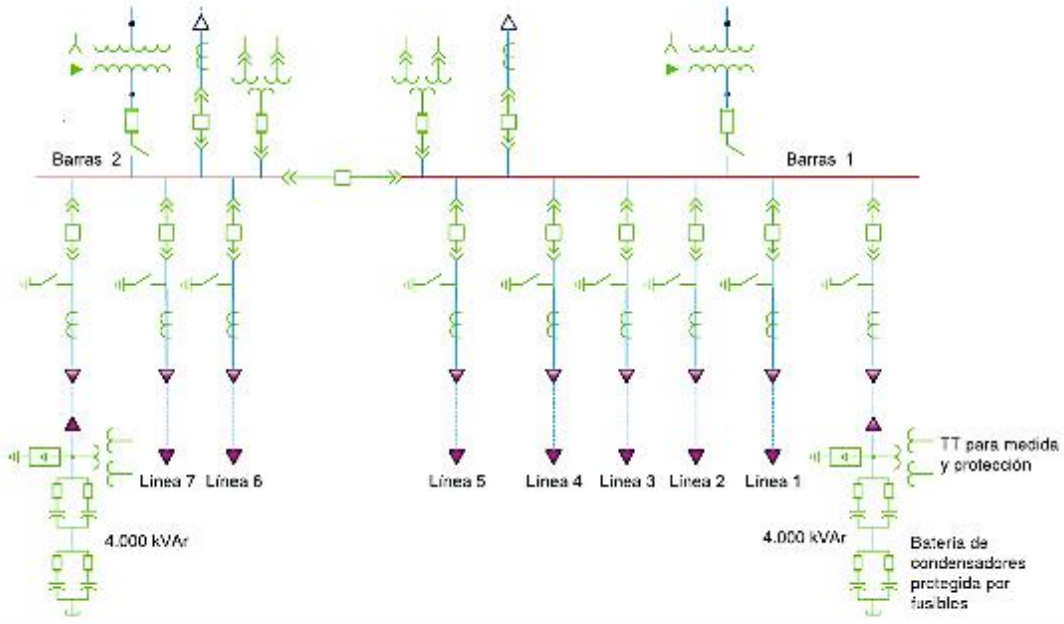


Figura 5.38. *Esquema unifilar del nivel de 20 kV de la subestación eléctrica anterior.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

En la Figura 5.39 se indica un esquema eléctrico del alternador, trafo de máquina y trafo de autoconsumo de una central eléctrica.

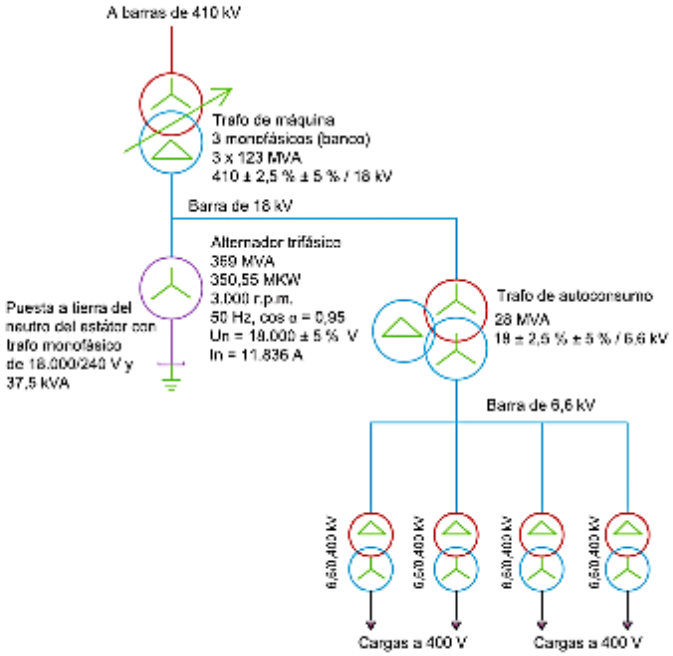


Figura 5.39. *Esquema eléctrico de transformadores de una central eléctrica.*

En la Figura 5.40 se puede apreciar un esquema unifilar de una central eléctrica.

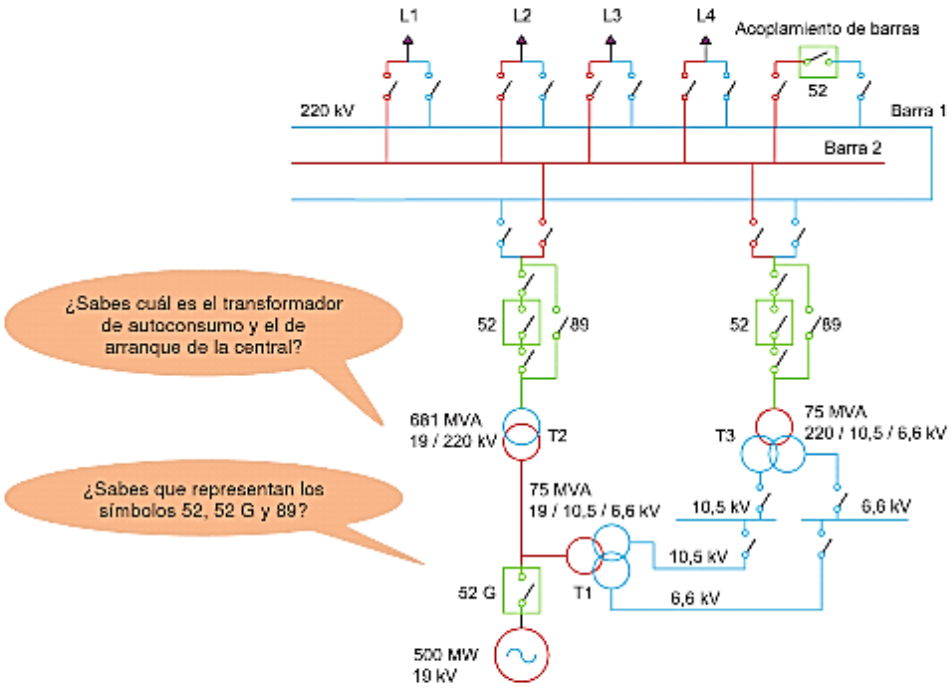


Figura 5.40. *Esquema general de una central eléctrica.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

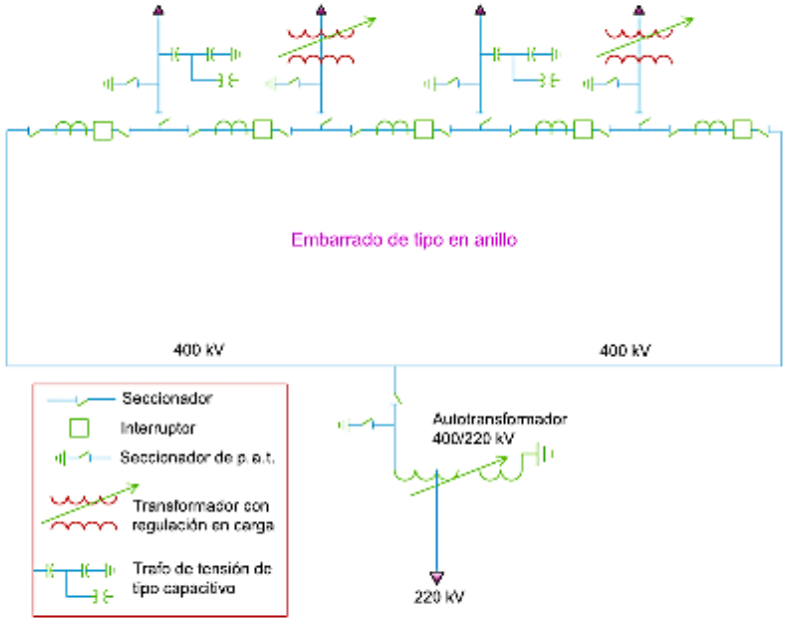
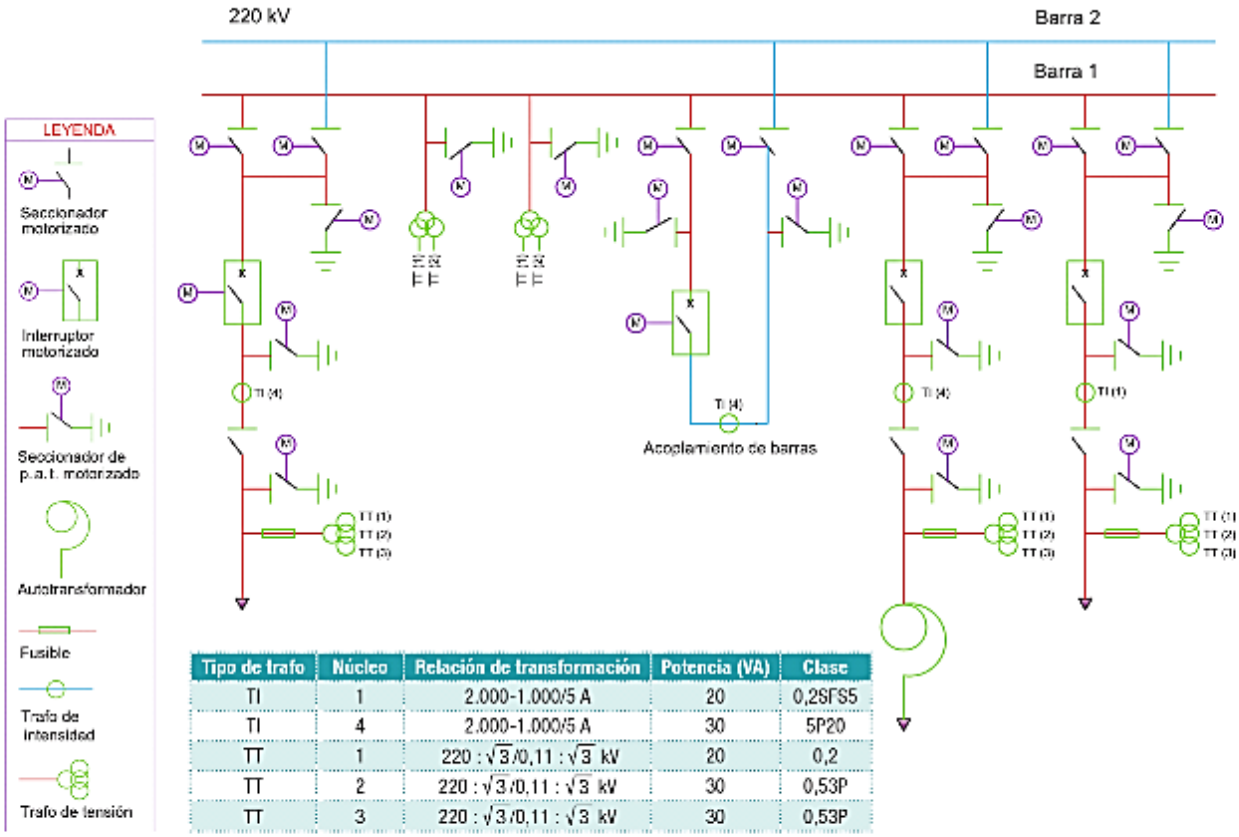


Figura 5.41. *Esquema unifilar de la subestación de intemperie de una central eléctrica.*

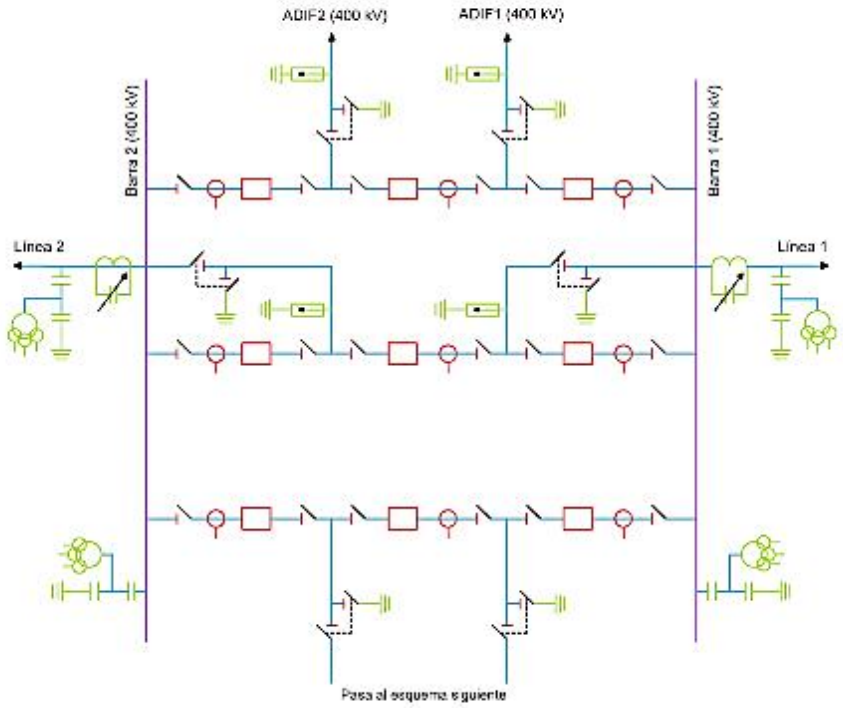


Tipo de trafo	Núcleo	Relación de transformación	Potencia (VA)	Clase
TI	1	2.000-1.000/5 A	20	0,2SFS5
TI	4	2.000-1.000/5 A	30	5P20
TT	1	$220:\sqrt{3}/0{,}11:\sqrt{3}$ kV	20	0,2
TT	2	$220:\sqrt{3}/0{,}11:\sqrt{3}$ kV	30	0,5 3P
TT	3	$220:\sqrt{3}/0{,}11:\sqrt{3}$ kV	30	0,5 3P

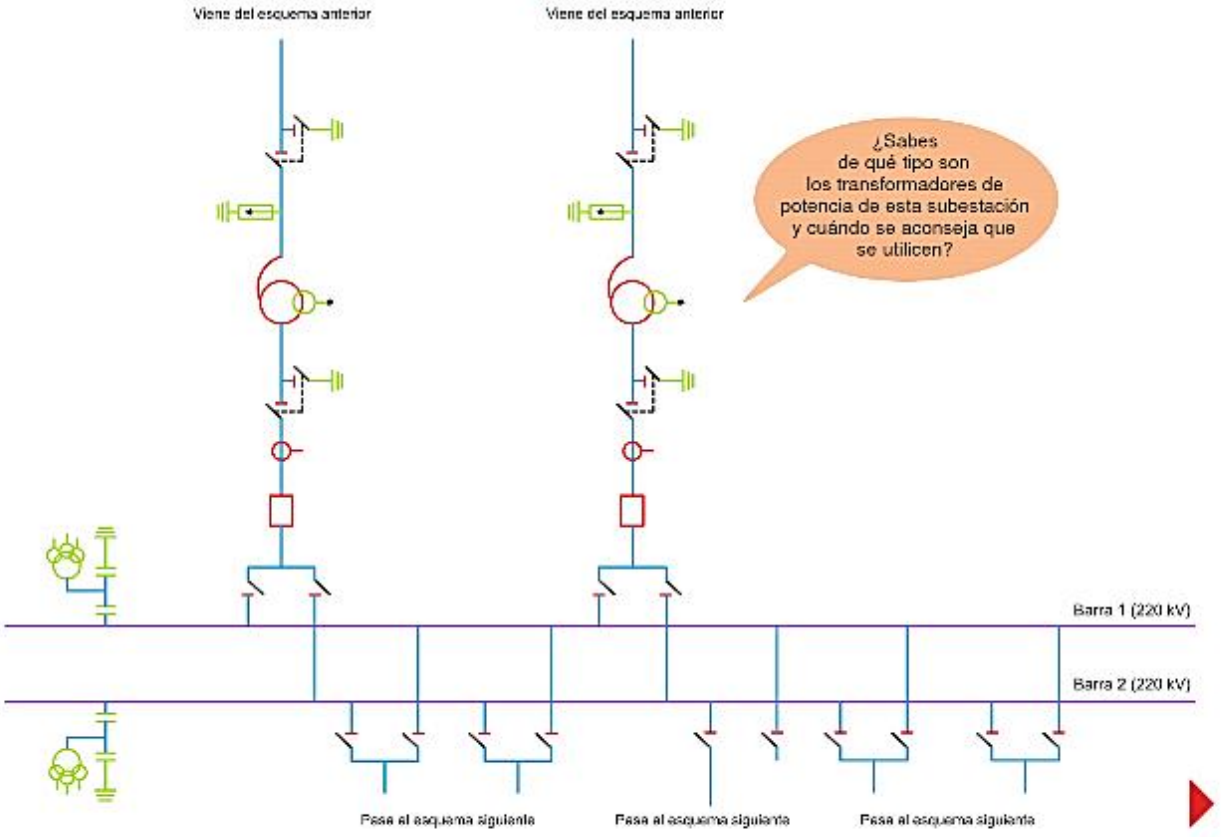
Figura 5.42. *Esquema unifilar general de una subestación eléctrica.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner



Este esquema se completa con el que figura a continuación.



© Ediciones Paraninfo

CamScanner

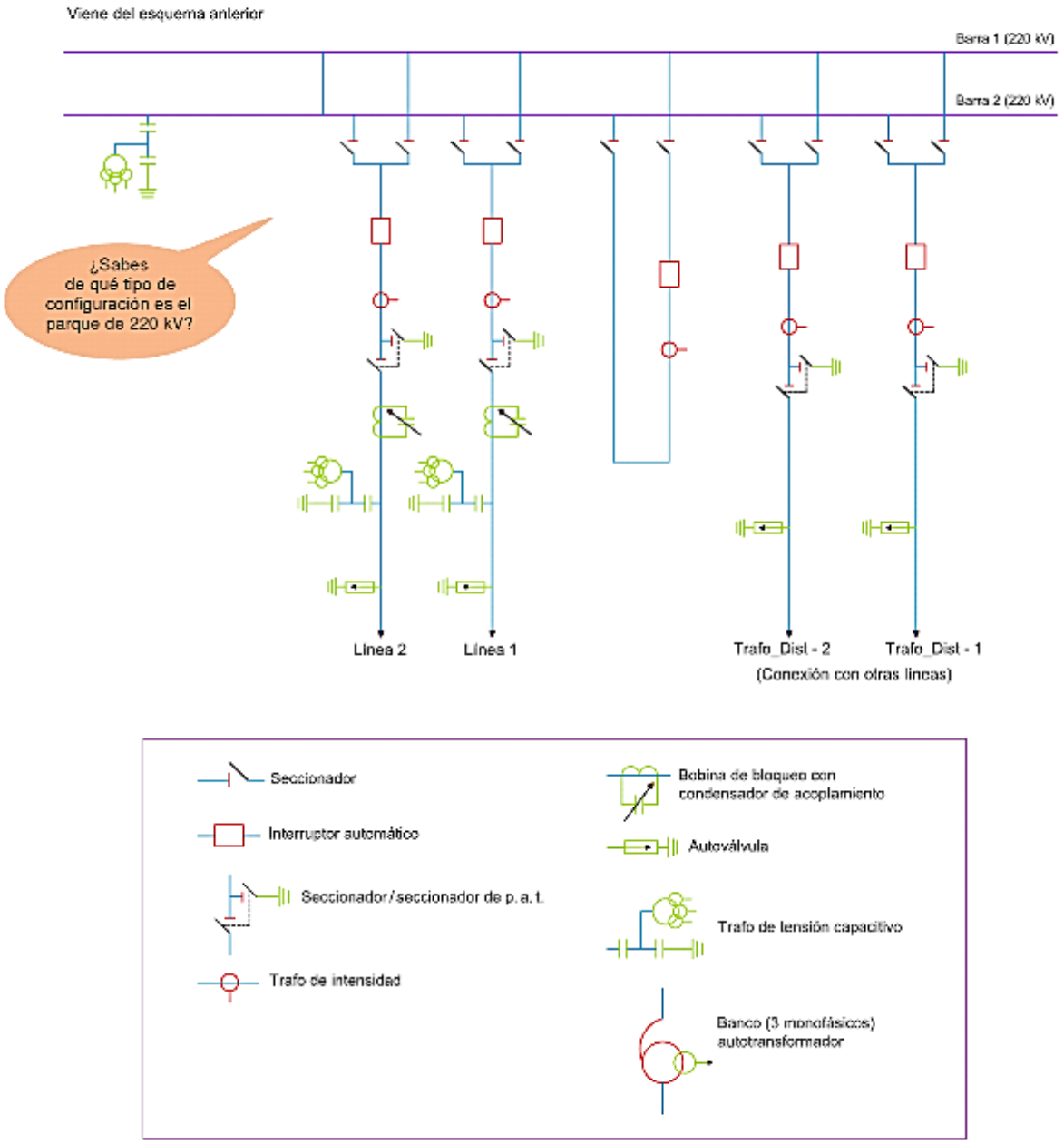


Figura 5.43. *Esquema unifilar eléctrico de una subestación de intemperie convencional de 400/220 kV.*

En la Figura 5.43 se muestra un esquema unifilar de una subestación convencional de 400/220 kV. Debido al tamaño del mismo se presenta en varios bloques.

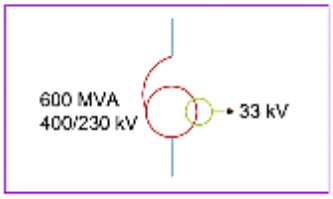
La subestación tiene dos parques de 400 kV (configuración de interruptor y medio) y 220 kV (configuración de doble barra con acoplamiento) y tiene como finalidad la alimentación al ADIF desde el parque de 400 kV, posibilitar la alimentación eléctrica a la compañía de distribución interesada desde el parque de 220 kV e interconexionar mediante varias líneas con otras instalaciones eléctricas del sistema eléctrico.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Los valores característicos de los autotransformadores de potencia son los siguientes:

- Banco formado por tres autotransformadores monofásicos de 200 MVA.
- Dispone de un arrollamiento terciario de 40 MVA.
- La regulación de tensión será automática.
- El grupo de conexión es YN, a0, d11.
- El arrollamiento terciario puede estar a 33 kV, 26,4 kV o 24 kV.
- El método de refrigeración es con radiadores + bombas + ventiladores.
- La relación de transformación es: AT: 400 kV y BT: 230 ± 15 % kV.
- Terciario (seleccionable por conexión interna): 24-26,4-33 kV. Por tanto, la designación de relación de transformación es: 400/230 ± 15 %/24-26,4-33 kV.
- Los devanados primario y secundario tendrán una disposición en estrella, y existirá una puesta a tierra mediante conexión del neutro rígido a tierra. El arrollamiento terciario tiene una disposición en triángulo aislado de tierra, aunque podrá mantenerse en servicio permanente con contacto a tierra en un punto.
- Los autotransformadores tendrán varios arrollamientos de cobre en el terciario, pero en este caso se utilizará únicamente el arrollamiento de 33 kV, a partir del cual se alimentarán los servicios auxiliares de la subestación.



Cada autotransformador incluirá al menos los siguientes accesorios:

- **Transformador de intensidad:** situado en bornas de AT para la imagen térmica, en BT para el regulador de tensión, en bornas del terciario para medidas y en el neutro para imagen térmica.
- **Equipo de preservación del aceite, a presión constante y sellado a la atmósfera:** el depósito de expansión principal y el del cambiador de tomas serán independientes, aunque el segundo podrá anexarse al principal, siendo ambos solidarios de la cuba. Los depósitos de expansión estarán provistos de válvulas de llenado, entrada de aire a través de dos secadores de silicagel, válvulas de vaciado, purga, toma de muestras, válvulas y demás accesorios pertinentes.
- **Sistema de refrigeración:** los elementos (radiadores + bombas + ventiladores) tendrán las características adecuadas para el funcionamiento en régimen ONAN/ONAF/ODAF u ONAN/ODAN/ODAF.
- **Instrumentos y dispositivos de seguridad:**
  - Indicador magnético de nivel de aceite del depósito de expansión (63NT). Dispondrá de 4 contactos.
  - Indicador magnético del nivel de aceite del cambiador de tomas (63NR). Dispondrá de 4 contactos.
  - Relé Buchholz (63B). Tendrá 4 contactos independientes normalmente abiertos, 2 para alarma y 2 para disparo, respectivamente.
  - Relé de gases RS-2001 (63BJ). Para el cambiador de tomas. Tendrá 2 contactos de disparo.
  - Termómetro de aguja y contactos para imagen térmica (49).
  - Termómetro de aguja y contactos, y termostatos para temperatura de aceite (26).
  - Liberador de sobrepresión (63L).
  - Válvula de exceso de flujo (63F).
  - Válvulas de cuba del transformador: válvula para conexión inferior del filtro-prensa y vaciado de transformador, válvula para circulación transversal de aceite del fondo de cuba y eliminación de los sedimentos allí depositados y válvulas grifo para toma de muestras del aceite de la parte superior, inferior y media de la cuba.
- **Armario de control principal:** el armario de control principal tendrá las siguientes funciones:
  - Centralización de elementos del equipo de refrigeración.
  - Centralización en bornas de todos los accesorios del autotransformador.
  - Centralización en bornas del mando de la regulación, excepto las de las coronas de contactos no ligados a la indicación remota de posiciones.
  - Contadores horarios, para ventilación y motobomba.
- **Armario de control autómata de regulación de toma:** en este armario se instalará el autómata regulador, acompañado de un sistema de refrigeración por ventilación y filtros de entrada de aire de un sistema de control de temperatura e iluminación interna.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Figura 5.44. Armarios de control y protección de un transformador. Fuente: JST transformers.

- **Armario de centralización y transferencia:** por cada tres unidades monofásicas que se soliciten como componente de un mismo banco trifásico, existirá un armario de centralización y transferencia al que se conectarán las cabinas de control principal de cada uno de los tres autotransformadores.
- **Cabina de protección de termómetro:** el termómetro de aceite y las imágenes térmicas irán alojados en una cabina de intemperie con puerta transparente, y a una altura que permita su fácil lectura.
- **Cableado:** el cableado interno de los armarios de control y regulación en carga será flexible, y aislado del tipo autoextinguible y no propagador de la llama.
- **Cableado exterior de todos los accesorios del transformador:** estará realizado con mangueras de cable multipolar de cobre, con aislamiento 0,6/1 kV, no propagador de la llama y cubierto de color negro.

En la Figura 5.45 se muestra el esquema eléctrico de las principales protecciones de línea de entrada de 220 kV de una subestación eléctrica.

En la Figura 5.46 se puede ver el esquema eléctrico de las principales protecciones de un transformador de 220/132 kV de una subestación eléctrica.

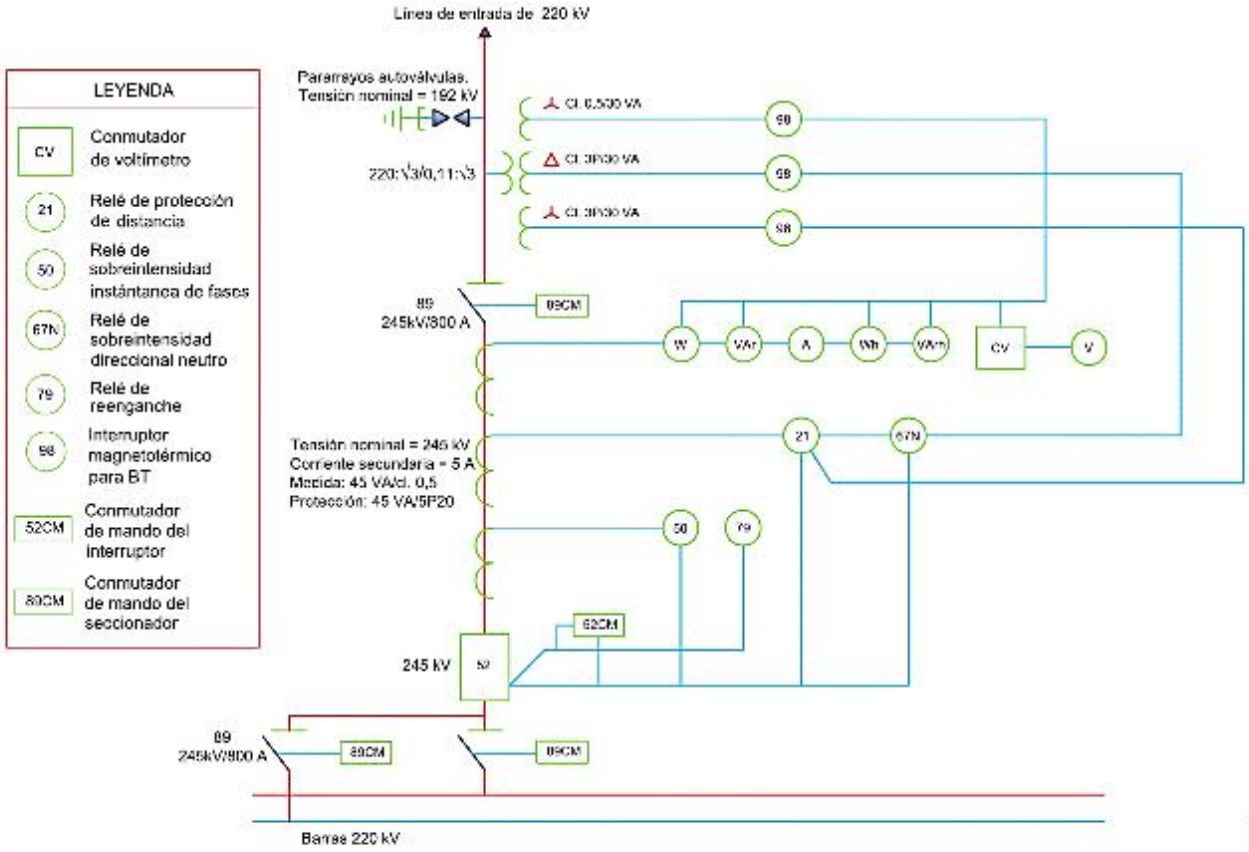


Figura 5.45. Esquema de protecciones de la línea de entrada de 220 kV de una subestación eléctrica.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

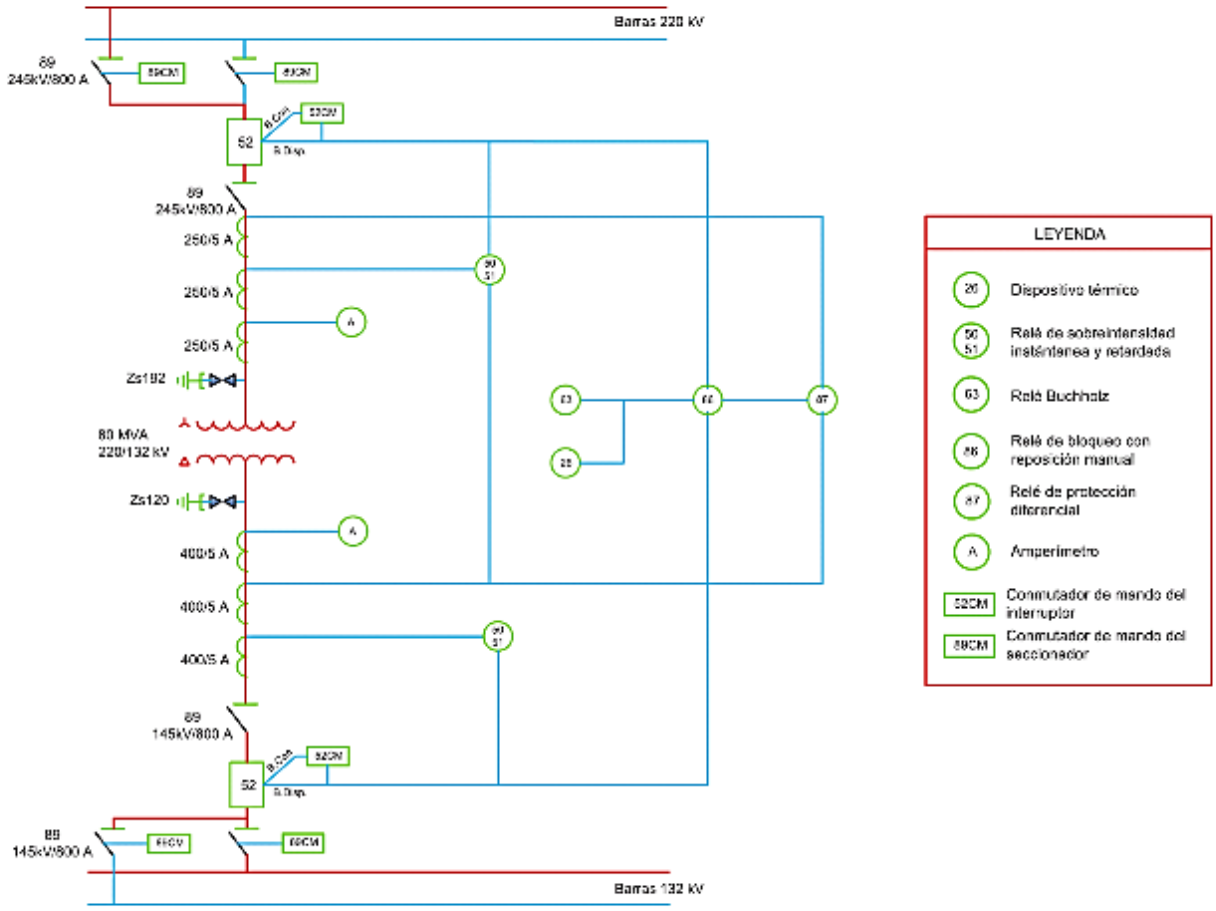


Figura 5.46. *Esquema de protecciones del transformador 220/132 kV de una subestación eléctrica.*

En la Figura 5.47 se indica el esquema eléctrico del perfil de una línea de entrada de 220 kV de una subestación eléctrica.

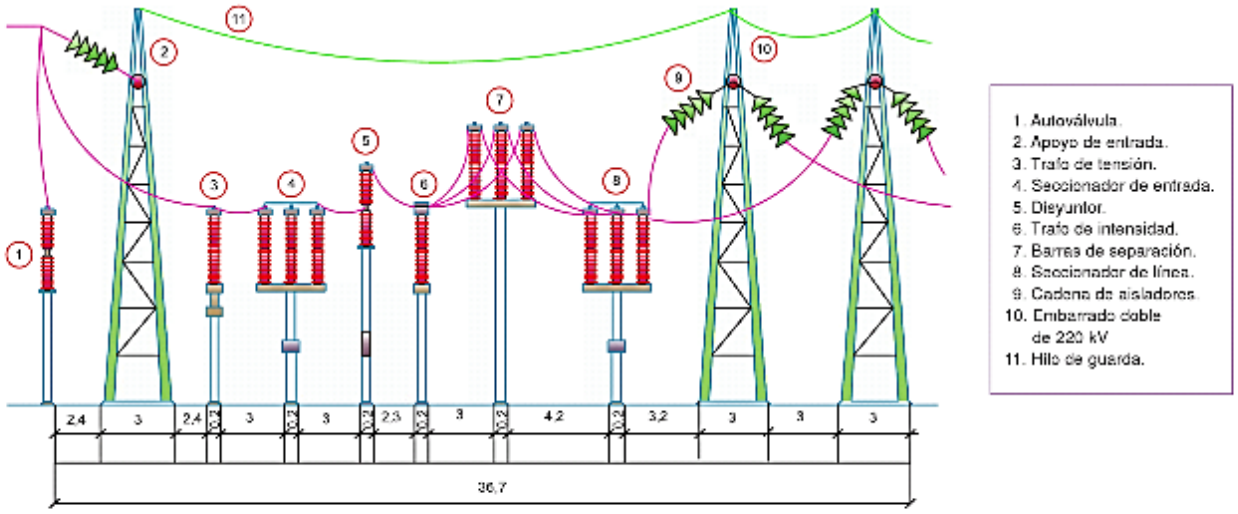


Figura 5.47. *Perfil de línea con entrada a 220 kV.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

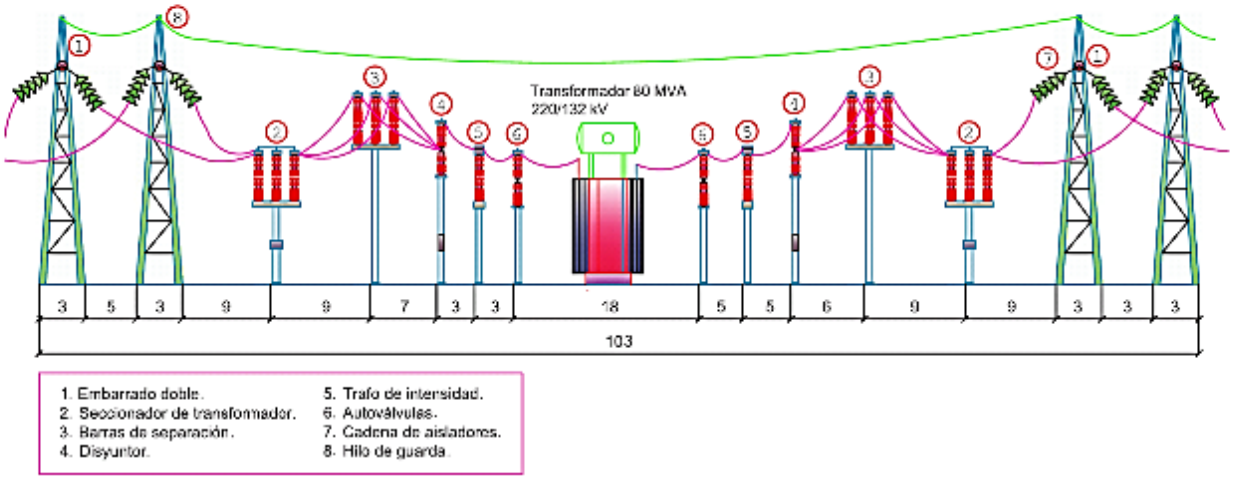


Figura 5.48. *Perfil de línea con transformador de 220 kV/132 kV.*

En la siguiente figura se muestra un esquema de interconexión entre subestaciones eléctricas.

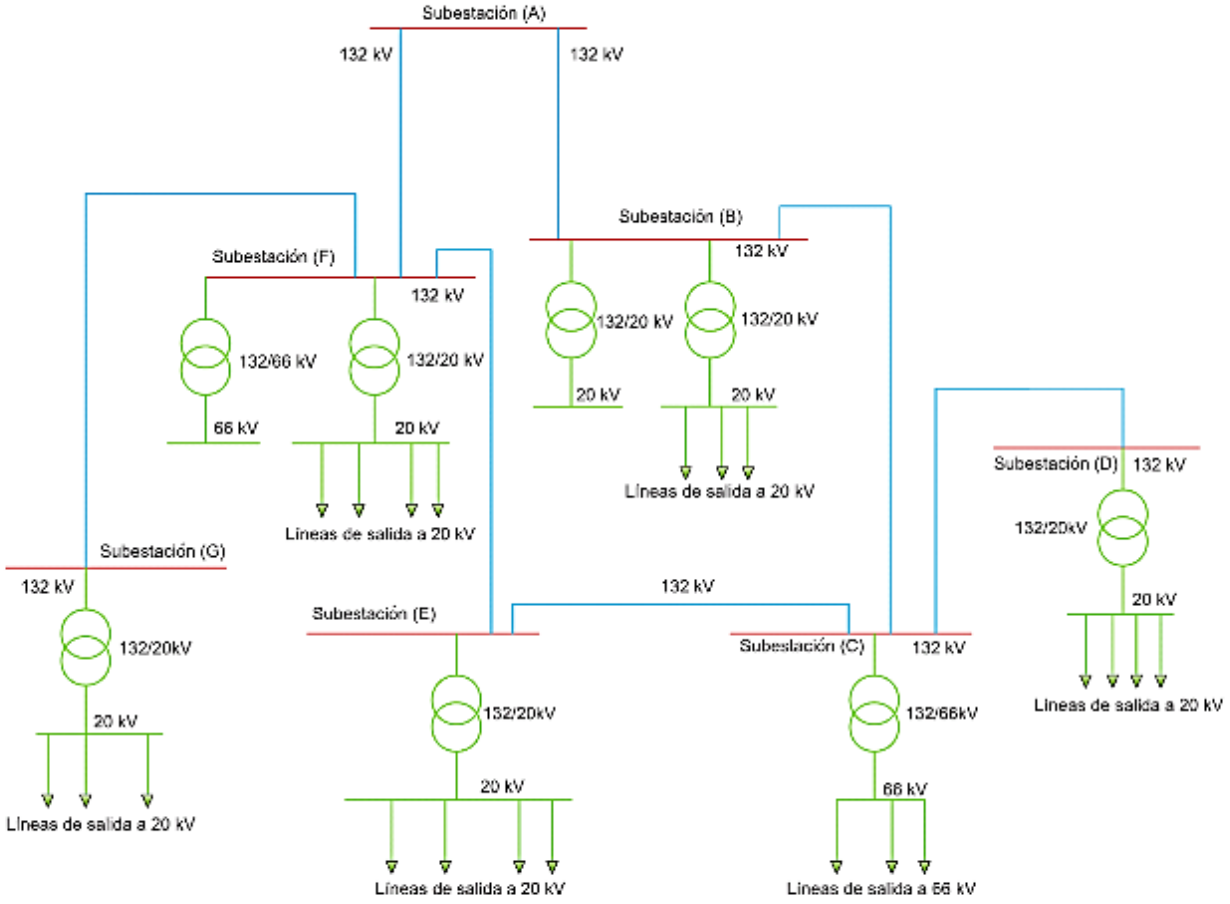


Figura 5.49. *Esquema de interconexión entre subestaciones eléctricas.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

En la Figura 5.50 se puede apreciar un esquema de una estructura de un sistema eléctrico de AT.

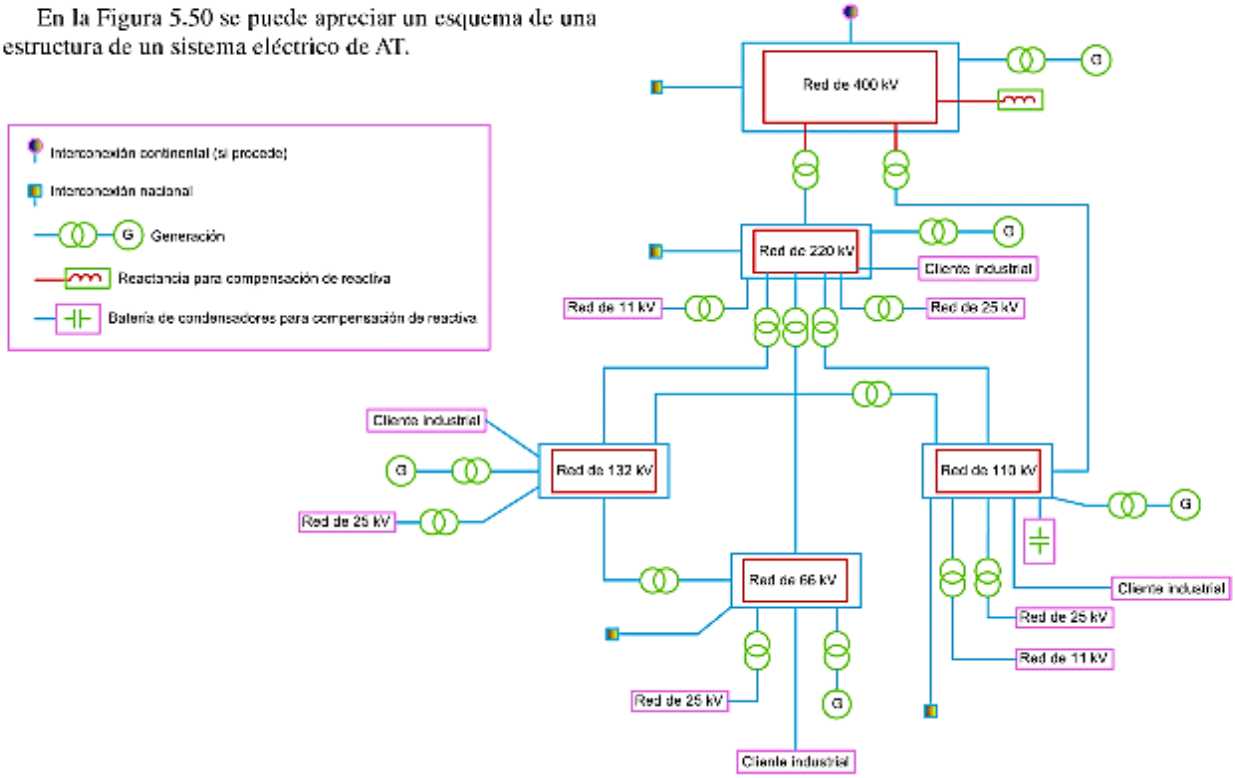


Figura 5.50. *Estructura de un sistema eléctrico de AT.*

En la Figura 5.51 se muestra un esquema de un sistema de protección de una subestación con un transformador de tres bobinados.

27. Protección de mínima tensión.
49. Protección térmica.
50. Protección de sobrecorriente instantánea.
51. Protección de sobrecorriente temporizada.
51N. Protección de sobrecorriente a tierra.
59. Protección de sobretensión.
59/81. Protección de Volt/Hz.
63. Protección de flujo y sobrepresión (Buchholz).
67. Protección de sobrecorriente direccional.
67N. Protección de sobrecorriente direccional a tierra.
71. Protección de nivel de aceite.
87T. Protección diferencial del transformador.
87TN. Protección diferencial del trafo de resistencia a tierra.

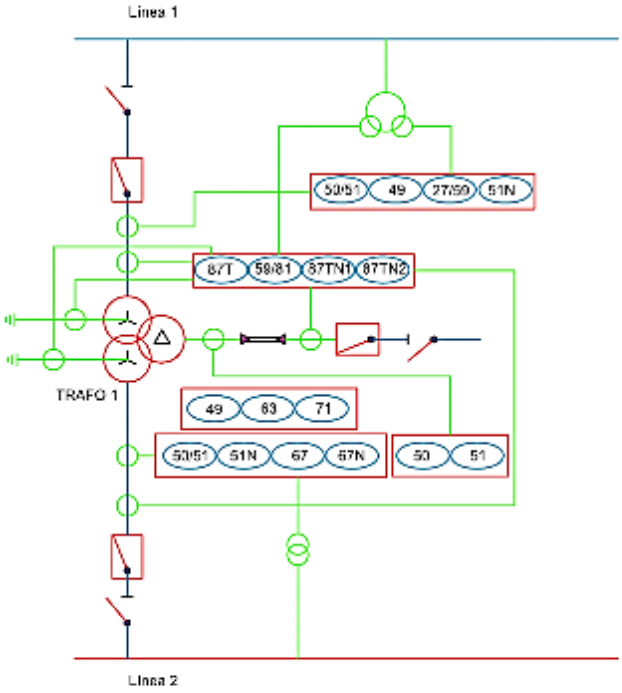


Figura 5.51. *Sistema de protección de una subestación con un transformador de tres bobinados.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

5.3.5. Esquema de la instalación de servicios auxiliares de una subestación eléctrica

En este apartado se muestra un plano de los servicios auxiliares de una subestación, indicando, de forma resumida, las distintas operaciones que se pueden realizar en el mismo. Dado lo extenso de este plano, se presenta en dos partes.

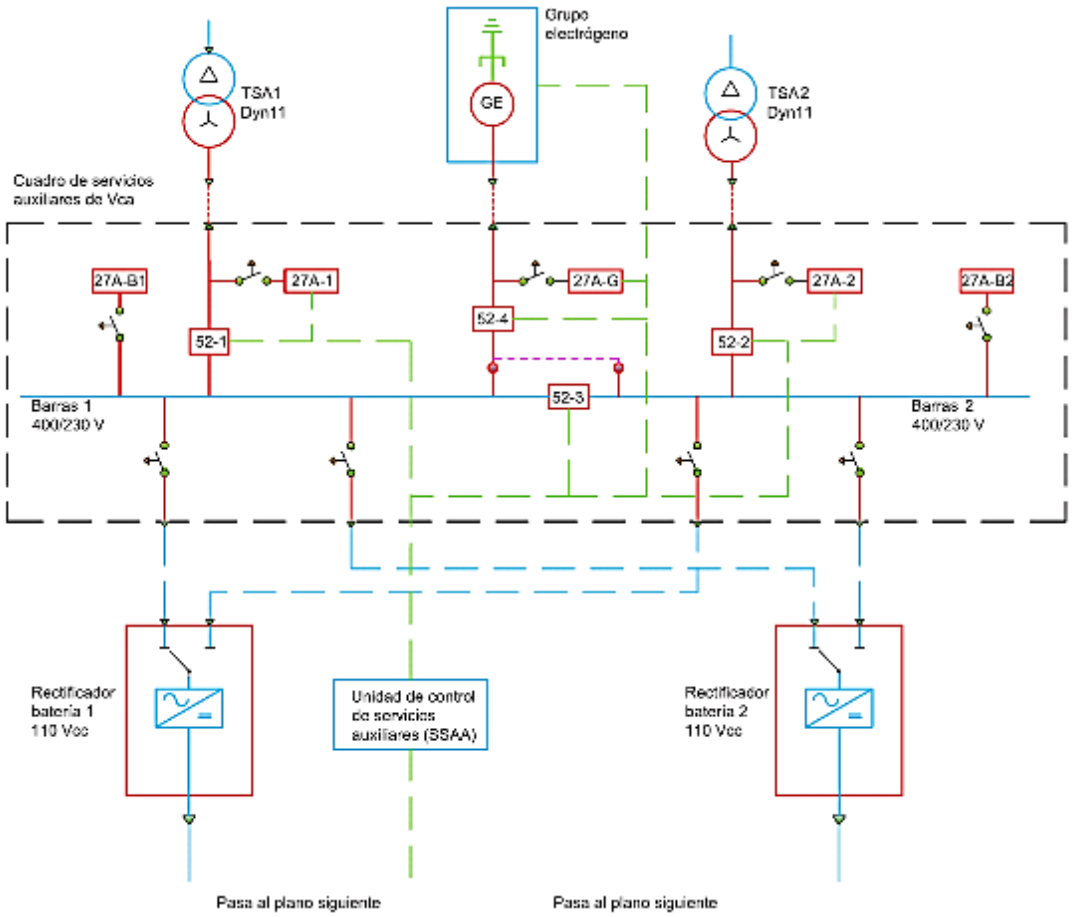


Figura 5.52. *Instalación de servicios auxiliares de una subestación eléctrica (parte I).*

Cuadro de servicios auxiliares de c. a.

Los servicios auxiliares de corriente alterna tendrán una tensión de 400/230 V, 50 Hz (tres fases y neutro a tierra en régimen de neutro según esquema TN-C).

La configuración del cuadro de corriente alterna será simple de barra partida. Cada una de las semibarras recibirá la acometida desde uno de los dos transformadores de servicios auxiliares, y se repartirán el servicio a las distintas posiciones. La alimentación a los rectificadores-batería será doble, desde ambas semibarras.

La semibarra correspondiente al TSA-1 recibirá, además, la acometida desde el grupo electrógeno. Los servicios que cubrirá el cuadro de c. a. serán: alimentaciones a rectificadores-batería, alimentación a la centralita antiincendios y antiintrusos, alimentación a los cuadros de c. a. de los edificios (alumbrado, alumbrado de emergencia y tomas de fuerza), alimentación a los cuadros de servicios auxiliares normalizados para cada sala de MT, alumbrado exterior, alimentación auxiliar del grupo electrógeno, motor cambiador de tomas de transformadores, refrigeración de transformadores, motor de puerta de acceso a la subestación, alimentaciones a los armarios de control, comunicaciones, contadores, entre otros, que lo requieran, centralita de temperatura TSA, alimentaciones a la calefacción de armarios y cajas de centralización, alimentación a la fuerza del parque de intemperie, climatización del edificio, puente grúa, grupo de presión y calentador de A. C. S.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

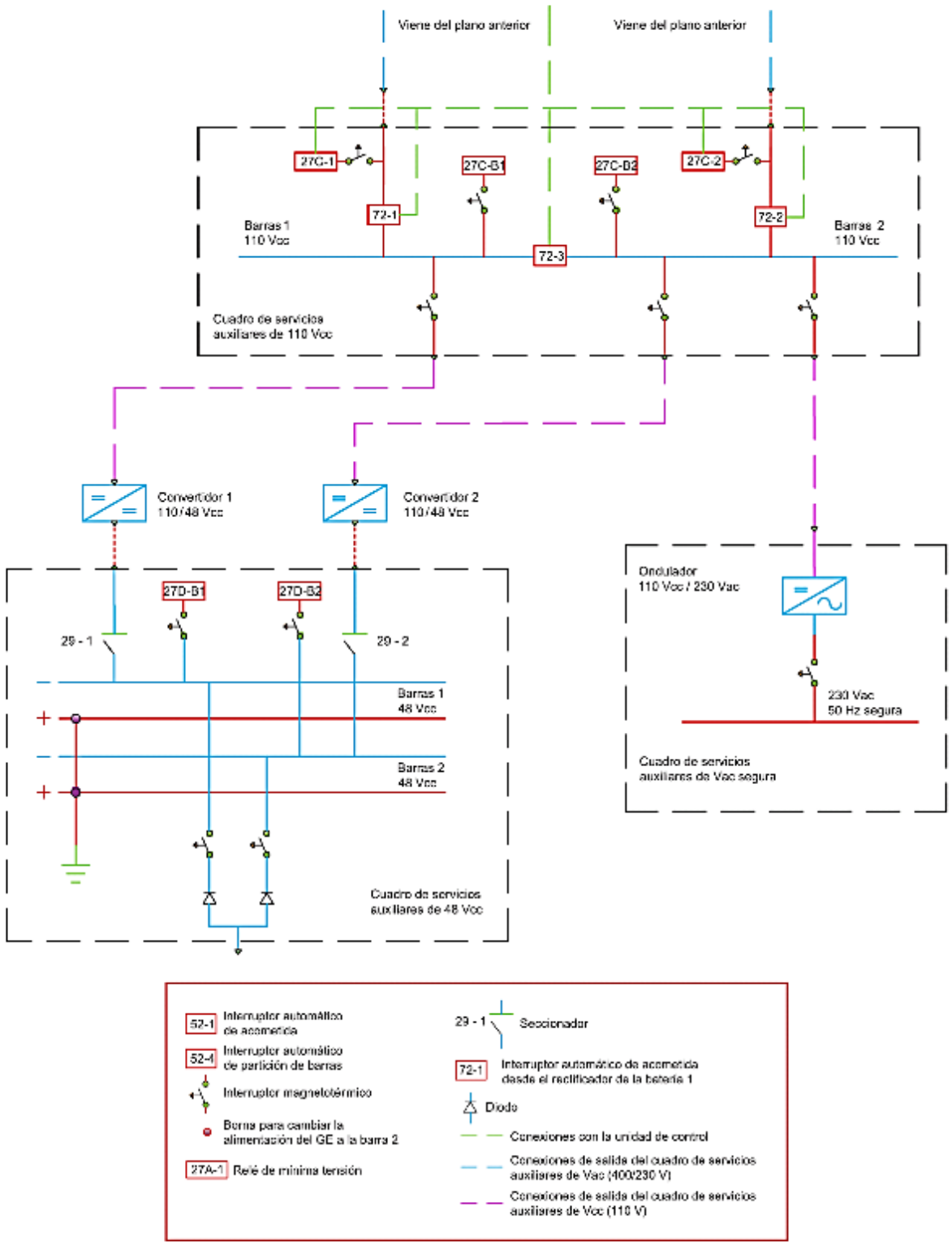


Figura 5.53. *Instalación de servicios auxiliares de una subestación eléctrica (parte II).*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Los transformadores de servicios auxiliares y el grupo electrógeno se dimensionarán para poder asumir todos los servicios en solitario.

Las tres acometidas y el enlace entre ambos embarrados estarán equipados con un interruptor automático motorizado, que permite realizar una conmutación automática mediante la unidad de control de servicios auxiliares. Este equipo recibirá, además, todas las señales de los servicios auxiliares y las integrará en el sistema de control.

Entre el interruptor de acometida del GE (52-4) y la semibarra 1 se colocarán dos juegos de bornas de potencia, de forma que sea posible cambiar la alimentación desde el GE a la semibarra 2 en caso de necesidad.

Conmutación automática

La conmutación automática se realizará por medio de la unidad de control de SS. AA., que utilizará la señal de tres relés de mínima tensión (27A-1, 27A-2 y 27A-G). Con estas señales de estos relés la unidad de control actuará de la siguiente manera:

1. En funcionamiento normal, el cuadro de c. a. estará alimentado desde ambos transformadores de servicios auxiliares, el TSA-1 alimentado a la semibarra 1 y desde el TSA-2 a la semibarra 2, estando abierto el interruptor correspondiente a la partición de la barra.
2. En caso de pérdida del servicio desde uno de los TSA, el relé 27 correspondiente a dicha acometida detectará la falta de tensión, informará al autómata y este, en caso de que el relé 27 correspondiente a la otra acometida esté informando de presencia de tensión en la misma, dará orden de apertura del interruptor automático de la acometida con fallo, y orden de cierre al 52-3 de partición de barras. Todo el servicio lo asumirá un único TSA.
3. En el caso de que habiendo fallado una acometida, también falle la otra, el autómata dará las órdenes siguientes:
   - — Arranque del grupo electrógeno.
   - — Apertura del segundo interruptor automático de acometida.
   - — Cierre del interruptor 52-4 de acometida del GE, cuando este haya alcanzado el régimen de funcionamiento.
   - — Se mantiene cerrado el interruptor 52-3 de enlace de barras.

   En esta situación de emergencia todo el servicio es suministrado por el GE.
4. En el momento en el que se recupere cualquiera de las alimentaciones desde TSA-1 o TSA-2, el autómata, una vez esperado un tiempo, retomará la alimentación desde el transformador y parará el grupo electrógeno mediante las acciones siguientes:
   - — Apertura del interruptor automático 52-4 de llegada desde el GE.
   - — Cierre del interruptor automático 52-1 o 52-2, el que haya recuperado el servicio.
   - — Se mantiene cerrado el interruptor 52-3 de enlace de barras.

   La parada del grupo se retrasará 5 minutos después de recuperada la alimentación desde alguno de los TSA. De esta forma, ante una nueva pérdida de alimentación, el grupo se encontrará en condiciones de atender el suministro de una forma rápida.
5. Cuando habiéndose recuperado una alimentación desde un TSA, se recupere la segunda, el autómata retornará a la configuración base:
   - — Apertura del interruptor automático 52-3 de enlace de barras.
   - — Cierre del segundo interruptor de acometida.

   El automatismo de conmutación dispondrá de enclavamiento y bloqueo de forma que nunca se puedan acoplar las fuentes de alimentación entre sí, ni estas con el grupo electrógeno.

Debe evitarse que la conmutación automática realice el acople de barras en el caso de que alguno de los interruptores de acometida, 52-1 o 52-2, se haya disparado por sus protecciones o haya sido abierto de forma voluntaria, ya que, en el primer caso, se estaría trasladando el defecto a la semibarra sana, y en el segundo estaríamos entorpeciendo las labores de mantenimiento.

Adicionalmente, se instalará un relé de mínima tensión en cada barra, 27A-B1 y 27A-B2.

Se instalará un conmutador manual/automático en el cuadro de c. a., de forma que sea posible anular la conmutación automática en dicho cuadro.

Servicios auxiliares a 110 Vcc

Los sistemas de corriente continua tienen la función de alimentar a los servicios más críticos de la subestación, como la protección y el mando, y debido a su importancia, se debe asegurar su alimentación por todos los medios. Es por ello que el sistema de 110 Vcc se basa en el uso de equipos rectificador-batería que alimentarán al cuadro de distribución de 110 Vcc. Estos equipos aseguran que, aun en el caso de la pérdida total de corriente alterna, incluso del GE, esos sistemas críticos continuarán en servicio durante horas, para dar tiempo a la reposición del servicio de corriente alterna o realizar un «cero» controlado de la subestación.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Los servicios alimentados en corriente continua son los siguientes: circuitos de control (interruptores, seccionadores, entre otros), circuitos de protección, equipos de teleprotección y teledisparo, sistemas de alarmas, sistemas de oscilografía, automatismos, comunicaciones, motores de recarga de muelles de interruptores, motores de seccionadores (en ocasiones), contadores de medida y sistema de telecontrol.

En general, estos sistemas se alimentarán a 110 Vcc, excepto los que tienen que ver con las comunicaciones y el telecontrol, que lo harán a 48 Vcc o incluso tensiones inferiores.

En el caso de apoyo entre barras, el rectificador será capaz de cargar la batería mientras atiende los consumos permanentes de las dos barras. Así pues, deben considerarse como cargas permanentes no solo las de la propia barra, sino también las correspondientes a los circuitos que habitualmente sean alimentados por la batería que estuviese fuera de servicio.

Nota

En el esquema unifilar del cuadro de servicios auxiliares 110 Vcc, únicamente figuran las tres salidas para el cuadro de Vca segura y el cuadro de 48 Vcc.

El sistema de baterías 1 alimentará: protección primaria y equipo de teleprotección asociado (si lo equipa), control de interruptores (bobina de disparo 1), control de interruptores (bobina de cierre), reenganchador y automatismos asociados, protección diferencial de barras, oscilografía, automatismos diversos, control de seccionadores, motores de recarga de muelles de interruptores, motores de seccionadores, alarma y señalización, sistema de control digital y ondulador.

El sistema de baterías 2 alimentará: protección secundaria, aceleración de escalón y equipo de comunicaciones asociado, equipos de teledisparo y equipo de comunicaciones asociado (si procede) y control de interruptores (bobina de disparo 2).

Los interruptores 72-1, 72-2 y 72-3 son motorizados y gobernados por la unidad de control de SS. AA. para la conmutación automática, de forma que en funcionamiento normal la explotación sea en barra partida, pero ante la pérdida de cualquiera de los dos sistemas de 110 Vcc el otro asume todo el servicio mediante el cierre del interruptor automático 72-3 y la posterior apertura del de acometida correspondiente al sistema fallado.

Al restablecer el servicio, la unidad de control dará orden de cierre al interruptor correspondiente (72-1 y 72-2), y posteriormente de apertura al de partición de barras. De esta forma, durante la conmutación no se pasa por cero en ninguna semibarra.

Las baterías de 110 V no tendrán ninguna polaridad conectada directamente a tierra. El sistema dispondrá en el cuadro general de c. c. de un dispositivo detector de puesta a tierra, con objeto de supervisar el aislamiento de cada polaridad respecto a tierra.

Servicios auxiliares de 48 Vcc

El sistema de 48 Vcc tiene la función de alimentar a los servicios de comunicaciones y telecontrol. Funciona con el polo positivo (+) puesto a tierra, y tiene su origen en uno o dos convertidores de tensión 110/48 Vcc en función del número de baterías.

Los consumos alimentados en 48 Vcc son los siguientes: armario de fibra óptica (telecontrol y telegestión), equipos de teleprotección, microscada 1, microscada 2, red interna *(routers, switches)* y videosupervisión.

En el caso de disponer de doble barra en 110 Vcc y, por tanto, de dos convertidores 110/48 Vcc, queda garantizada la alimentación permanente y conmutación de fuentes sin paso por cero, para las salidas de equipos en que esta condición sea esencial, mediante la alimentación en paralelo desde cada barra de 48 Vcc y el uso de doble diodo.

Servicios auxiliares de corriente alterna segura

Determinados equipos alimentados en c. a. deben mantenerse en operación en caso de pérdida de la alimentación alterna, por lo que deben alimentarse de los rectificadores-batería de 110 Vca, mediante un ondulador 110 Vcc/230 Vac.

Entre los consumos que necesitan esta alimentación en c. a. segura tenemos el puesto local de la subestación y determinados equipos que normalmente están alimentados a 48 Vcc, y que por problemas de suministro se adquieran con alimentación a 230 Vca.

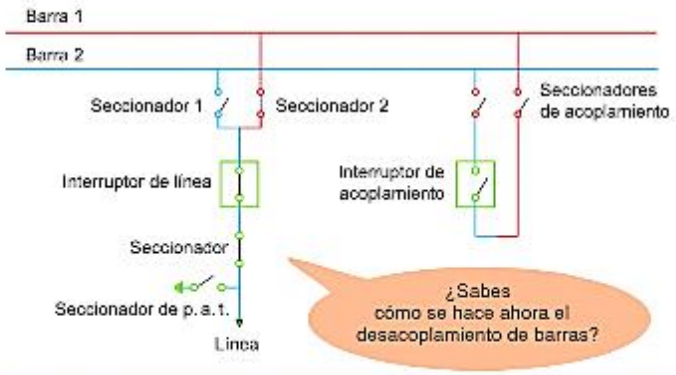
5.3.6. Esquemas eléctricos de maniobras de explotación en subestaciones

En este apartado se muestra una serie de esquemas eléctricos de las principales maniobras que se realizan en las subestaciones eléctricas. Se analizan los siguientes casos:

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

a) Acoplamiento de barras



Acoplamiento de barras:

- Cierre de seccionadores de acoplamiento.
- Cierre del interruptor de acoplamiento.
- Ahora los seccionadores 1 y 2 están a la misma tensión en su entrada y salida.

Cambio de barras:

- Cierre del seccionador 1. La corriente se reparte entre el seccionador 1 y el seccionador 2.
- Apertura del seccionador 2. La corriente pasa toda por el seccionador 1. Efectuado el cambio de barras.

Figura 5.54. *Esquema eléctrico del acoplamiento de barras.*

b) Barra simple

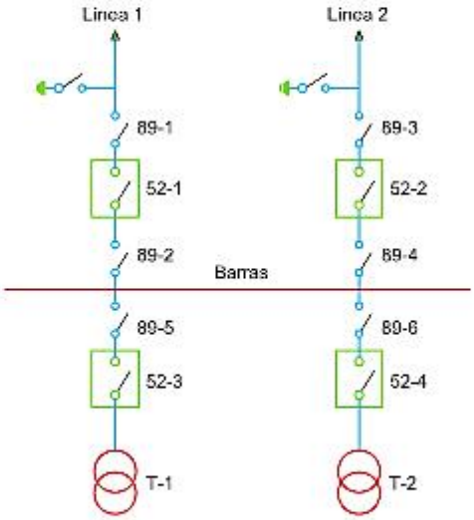


Tabla 5.1. Maniobras en subestaciones eléctricas

Maniobras en subestaciones eléctricas			
Configuración	**Maniobra**	**Cierre secuenciado**	**Apertura secuenciada**
Barra simple	Conectar la línea 1 a barras	89-1 89-2 52-1	
	Desconectar la línea 1 de barras		52-1 89-1 89-2
	Conectar T-1 a barras	89-5 52-3	
	Desconectar T-1 de barras		52-3 89-5
Verificar el cierre efectivo de la línea 1 mediante los indicadores de posición de los aparatos de corte y mediante los aparatos de medida en el cuadro de control. Verificar cierre y apertura de interruptores.			

Figura 5.55. *Maniobras típicas en una subestación con configuración de barra simple.*

RECUERDA

Un seccionador puede abrir y conectar con tensión, pero no puede hacer estas operaciones con carga.

Observa que el interruptor es el primero que abre con carga y es el último que cierra con carga.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

c) Barra simple partida

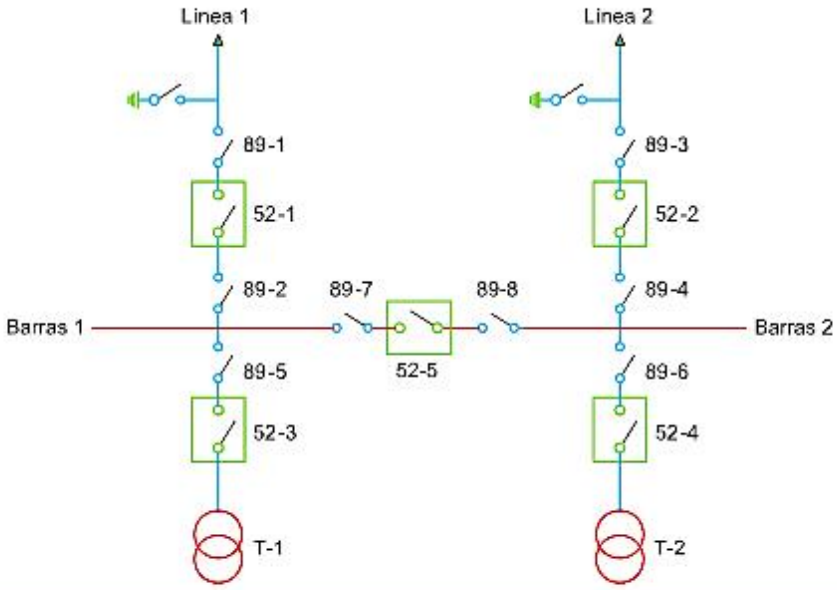


Figura 5.56. *Maniobras típicas en una subestación con configuración de barra simple partida.*

Tabla 5.2. Maniobras con barra simple partida

Maniobras en subestaciones eléctricas			
Configuración	**Maniobra**	**Cierre secuenciado**	**Apertura secuenciada**
Barra simple partida	Conectar la línea 1 a barras	89-1 89-2 52-1	
	Desconectar la línea 1 de barras		52-1 89-1 89-2
	Conectar T-1 a barras	89-5 52-3	
	Desconectar T-1 de barras		52-3 89-5
	Conectar barras 1 con barras 2	89-7 89-8 52-5	
	Desconectar barras 1 de barras 2		52-5 89-7 89-8
Verificar el cierre efectivo de la línea 1 mediante los indicadores de posición de los aparatos de corte y mediante los aparatos de medida en el cuadro de control. Verificar cierre y apertura de interruptores.			

d) Barra simple con *bypass*

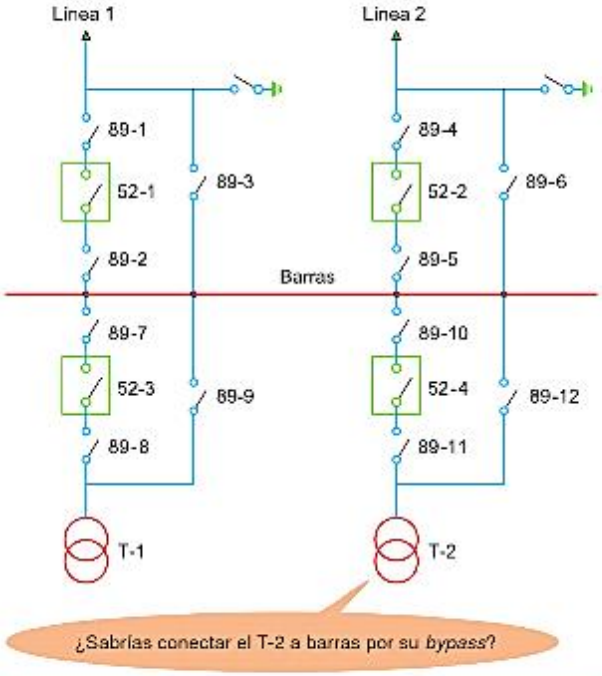


Figura 5.57. *Maniobras típicas en una subestación con configuración de barra simple con bypass.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Tabla 5.3. Maniobras en barra simple con *bypass*

Maniobras en subestaciones eléctricas			
Configuración	**Maniobra**	**Cierre secuenciado**	**Apertura secuenciada**
Barra simple con *bypass*	Conectar la línea 1 a barras	89-1 89-2 52-1	
	Desconectar la línea 1 de barras		52-1 89-1 89-2
	Conectar la línea 1 a barras por su *bypass*	89-3 (*)	52-1 89-1 89-2
	Reponer el servicio de la línea 1 por su posición	89-1 89-2 52-1	89-3
	Conectar T-1 a barras	89-7 89-8 52-3	
	Conectar T-1 a barras por su *bypass*	89-9 (**)	52-3 89-7 89-8
	Reponer el servicio de T-1 por su posición	89-7 89-8 52-3	89-9

(*) Previamente se bloqueará el mando del interruptor 52-1 para impedir el disparo del mismo y evitar que el seccionador 89-3 pueda cerrarse en carga.
(**) Previamente se bloqueará el mando del interruptor 52-3 para impedir el disparo del mismo y evitar que el seccionador 89-9 pueda cerrarse en carga.
Verificar el cierre efectivo de la línea 1 mediante los indicadores de posición de los aparatos de corte y mediante los aparatos de medida en el cuadro de control.
Verificar cierre y apertura de interruptores.

e) Barras con transferencia

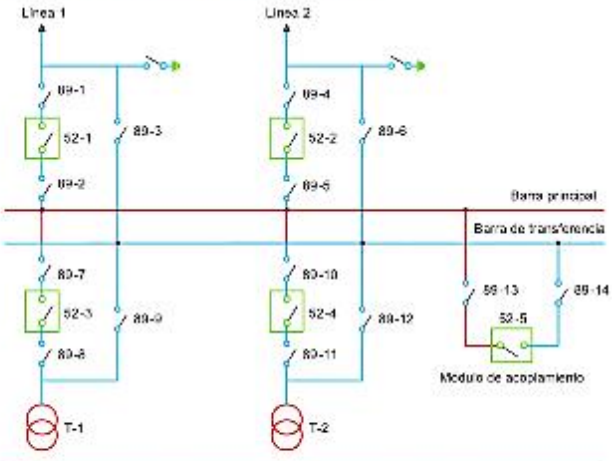


Figura 5.58. Maniobras típicas en una subestación con configuración de barras con transferencia.

Tabla 5.4. Maniobras con barras con transferencia

Maniobras en subestaciones eléctricas			
Configuración	**Maniobra**	**Cierre secuenciado**	**Apertura secuenciada**
Barras con transferencia	Conectar la línea 1 a barras	89-1 89-2 52-1	
	Desconectar la línea 1 de barras		52-1 89-1 89-2
	Conectar la línea 1 a barras por su *bypass*	89-13 89-14 52-5 89-3(*)	52-1 89-1 89-2
	Reponer el servicio de la línea 1 por su posición	89-1 89-2 52-1	52-5 89-13 89-14 89-3
	Conectar T-1 a barras	89-7 89-8 52-3	
	Desconectar T-1 de barras		52-3 89-7 89-8
	Conectar T-1 a barras por su *bypass*	89-13 89-14 52-5 89-9	52-3 89-7 89-8
	Reponer el servicio de T-1 por su posición	89-7 89-8 52-3	52-5 89-13 89-14 89-9 (^^)

(*) Previamente se bloqueará el mando del interruptor 52-1 para impedir el disparo del mismo y evitar que el seccionador 89-3 pueda cerrarse en carga.
(**) Previamente se bloqueará el mando del interruptor 52-3 para impedir el disparo del mismo y evitar que el seccionador 89-9 pueda cerrarse en carga.
Verificar el cierre efectivo de la línea 1 mediante los indicadores de posición de los aparatos de corte y mediante los aparatos de medida en el cuadro de control.
Verificar cierre y apertura de interruptores.

SABÍAS QUE

Las líneas se pueden conectar indistintamente a cualquier barra protegidas por su propio interruptor, produciéndose la unión entre barras por medio de una posición de acoplamiento.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

f) Doble barra

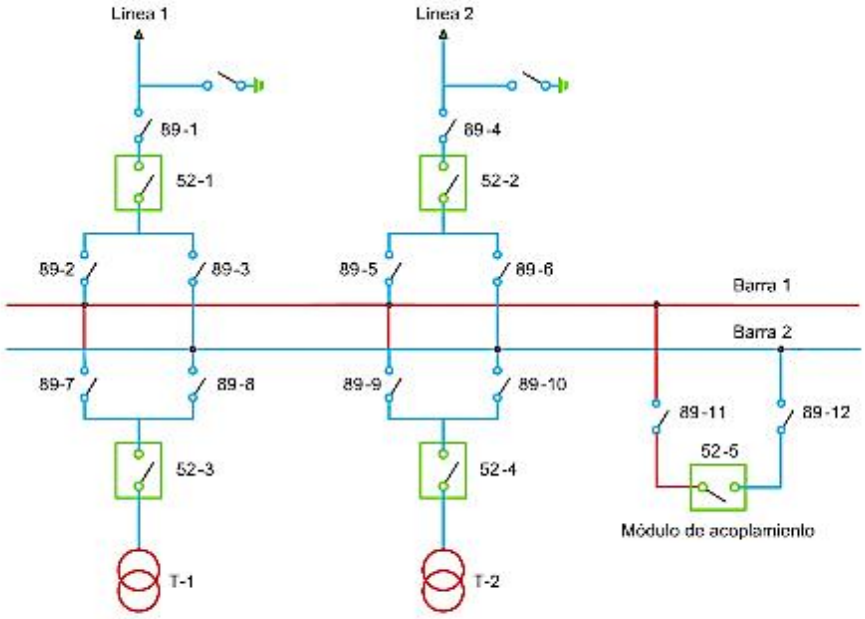


Figura 5.59. *Maniobras típicas en una subestación con configuración de doble barra.*

Tabla 5.5. Maniobras con doble barra

Maniobras en subestaciones eléctricas			
Configuración	**Maniobra**	**Cierre secuenciado**	**Apertura secuenciada**
Doble barra	Conectar la línea 1 a barras 1	89-1 89-2 52-1	
	Desconectar la línea 1 de barras 1		52-1 89-1 89-2
	Conectar la línea 1 a barras 2	89-1 89-3 52-1	
	Conectar T-1 a barras 1	89-7 52-3	
	Conectar T-1 a barras 2 (se supone que está conectado a barras 1)	89-11 89-12 52-5 89-8	89-7 52-5 89-11 89-12
	Desconectar T-1 de barras 2		52-3 89-8

En las siguientes figuras se muestra una secuencia de operaciones de maniobra. Por ejemplo, en la configuración de doble barra, se conecta T-1 a barras 2, estando conectado a barras 1.

SABÍAS QUE

Lo ideal sería maniobrar sin carga, es decir, con las barras fuera de servicio, sin embargo, esto no siempre es posible.

EJERCICIO

En el esquema de barras con transferencia de la Figura 5.58 indica cómo se realizarían las siguientes maniobras:

a) Conectar la línea 2 a barras por su *bypass*.
b) Reponer el servicio del T-2 por su posición.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

1. Conectar el T-1 a barras 1.

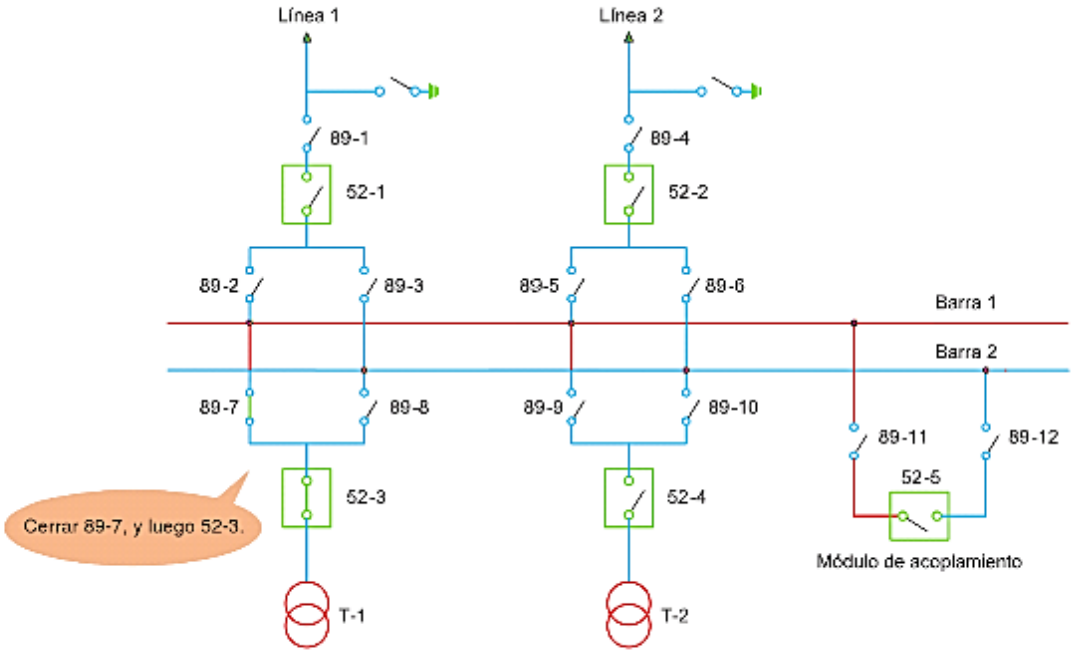


Figura 5.60. *Conexión del T-1 a barra 1.*

2. Conectar el módulo de acoplamiento.

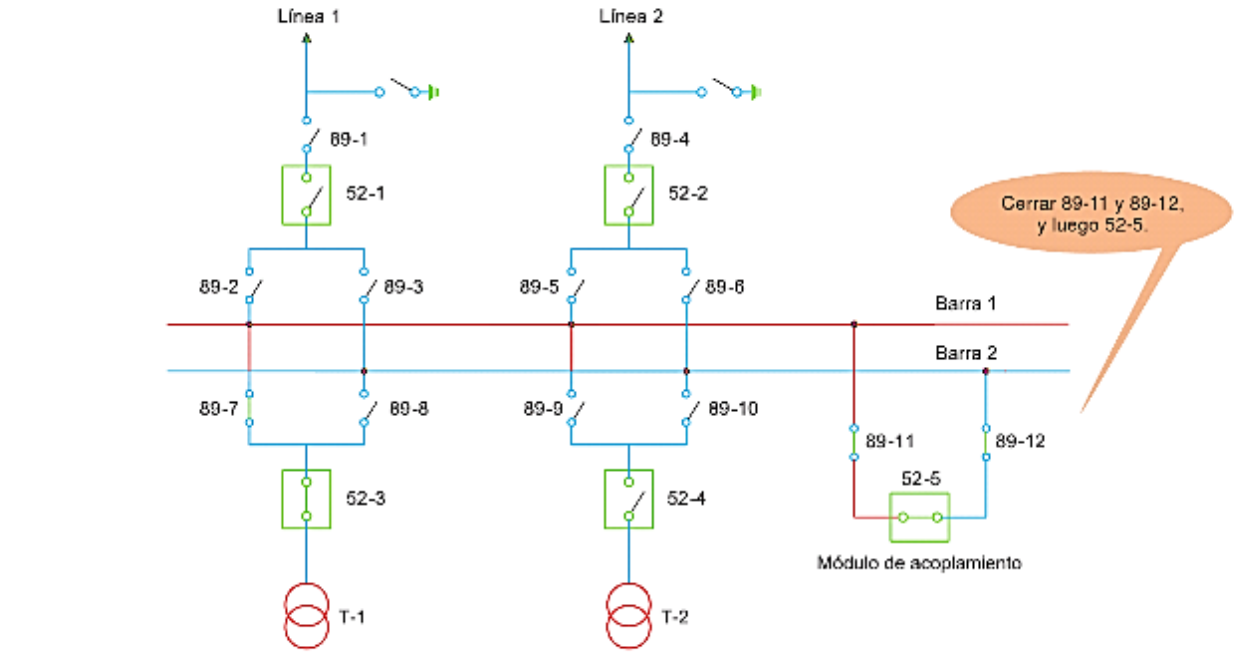
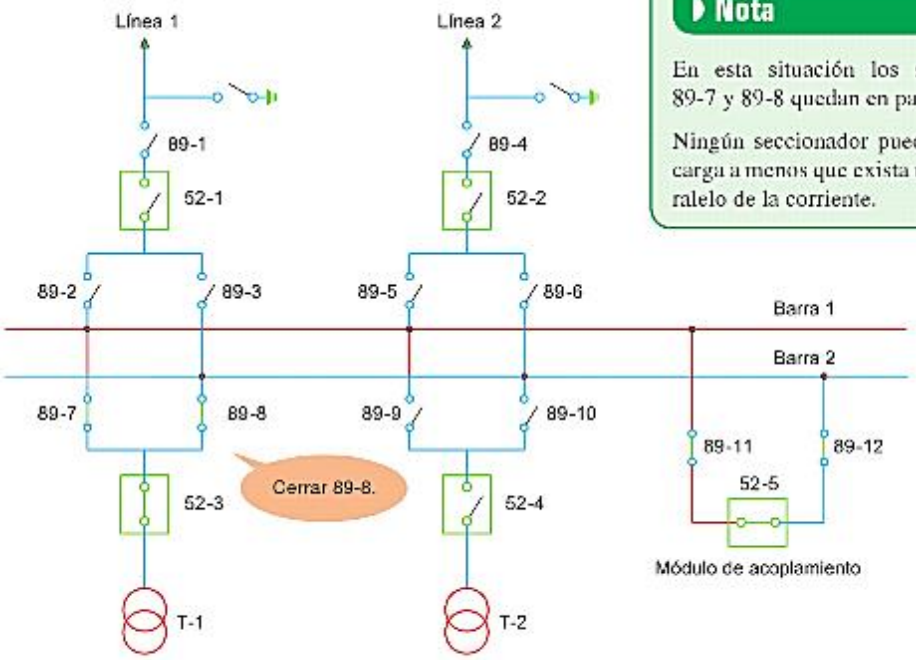


Figura 5.61. *Conexión del módulo de acoplamiento.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

3. Cerrar el seccionador de T-1 de barra 2.



> **Nota**
>
> En esta situación los seccionadores 89-7 y 89-8 quedan en paralelo.
>
> Ningún seccionador puede operar con carga a menos que exista un camino paralelo de la corriente.

Figura 3.62. *Operación de cerrar el seccionador de T-1 de barra 2.*

4. Abrir el seccionador de T-1 de barra 1.

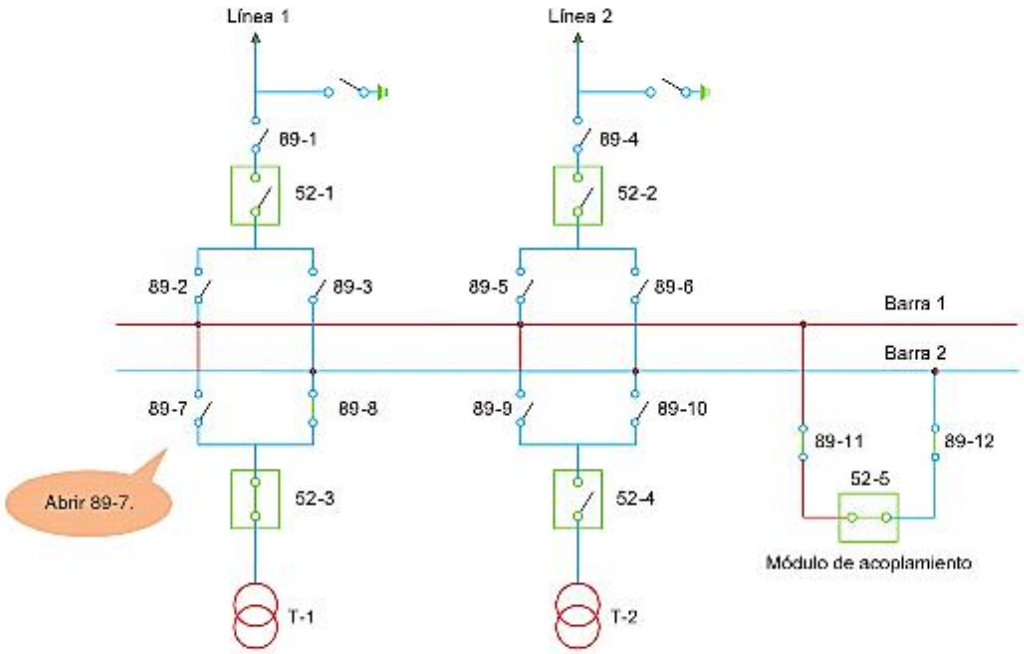


Figura 3.63. *Operación de abrir el seccionador de T-1 de barra 1.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

5. Desacoplamiento de barras.

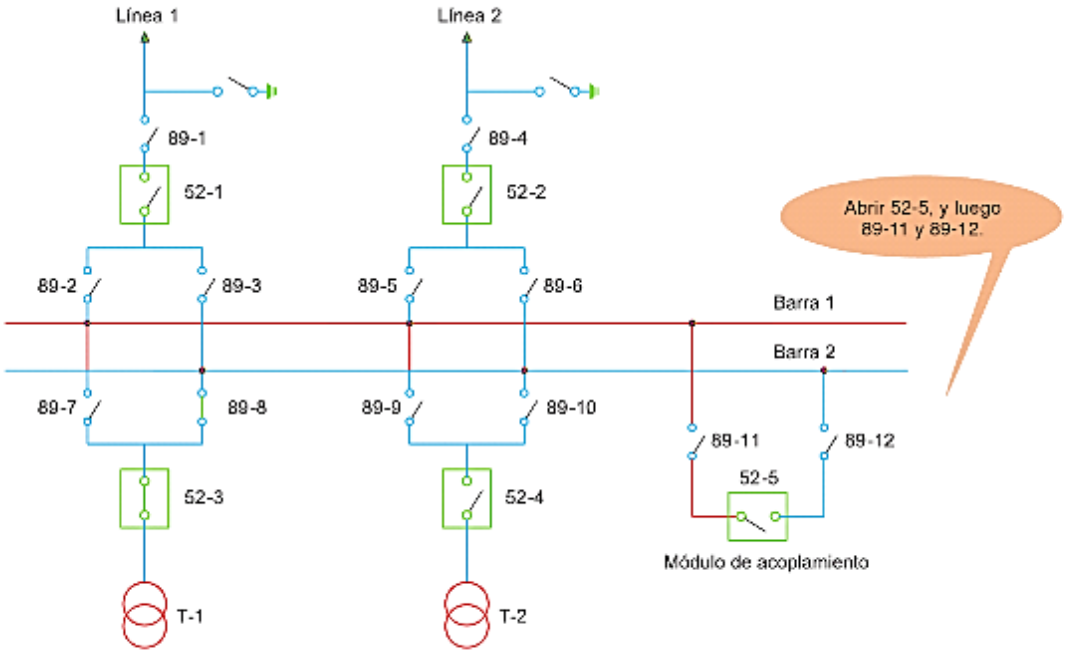


Figura 5.64. *Operación de desacoplamiento de barras.*

g) Anillo

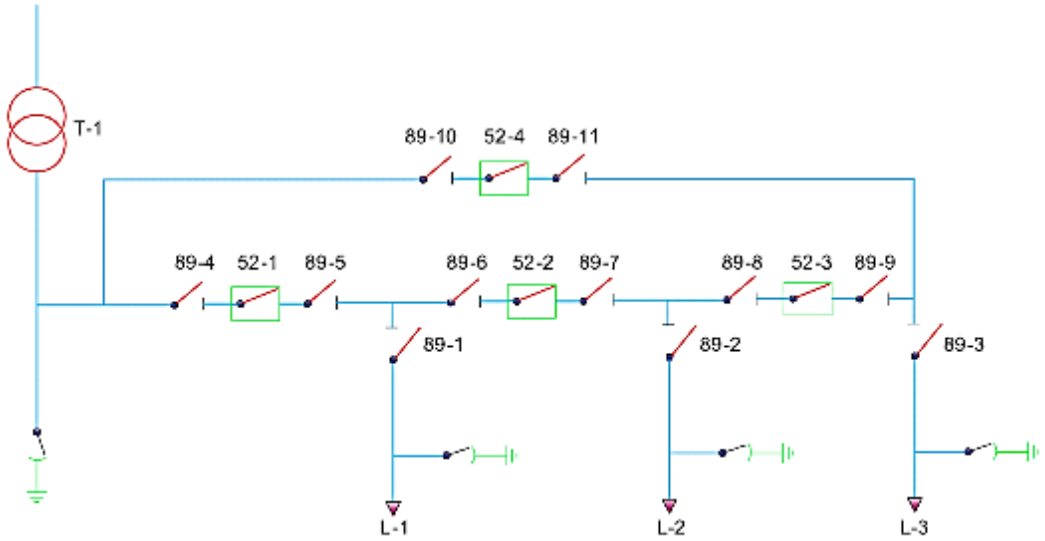


Figura 5.65. *Maniobras típicas en una subestación con configuración en anillo.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Tabla 5.6. Maniobras en anillo

Maniobras en subestaciones eléctricas			
Configuración	**Maniobra**	**Cierre secuenciado**	**Apertura secuenciada**
Anillo	Conectar la línea L-1	89-1 89-4 89-5 52-1	
	Desconectar la línea L-1		52-1 89-4 89-5 89-1
	Conectar la línea L-2	89-2 89-4 89-5 52-1 89-6 89-7 52-2	
	Desconectar la línea L-2		52-1 89-4 89-5 52-2 89-6 89-7 89-2
	Conectar la línea L-3	89-3 89-10 89-11 52-4	
	Desconectar la línea L-3		52-4 89-10 89-11 89-3

h) Doble barra anillo

Se supone que la subestación está en la situación que se indica en la Figura 5.67, y se pretende abrir la línea L-1.

Tabla 5.7. Maniobra para abrir la línea L-1

Maniobras en subestaciones eléctricas			
Configuración	**Maniobra**	**Cierre secuenciado**	**Apertura secuenciada**
Anillo	Desconectar la línea L-1 partiendo de la situación propuesta	89-8 89-9 52-3 89-10 89-11 52-4	52-1 89-4 89-5 52-2 89-6 89-7 89-1

La Figura 5.66 muestra una subestación en configuración doble barra anillo.

Figura 5.66. Subestación con configuración doble barra anillo. Fuente: Isastur.

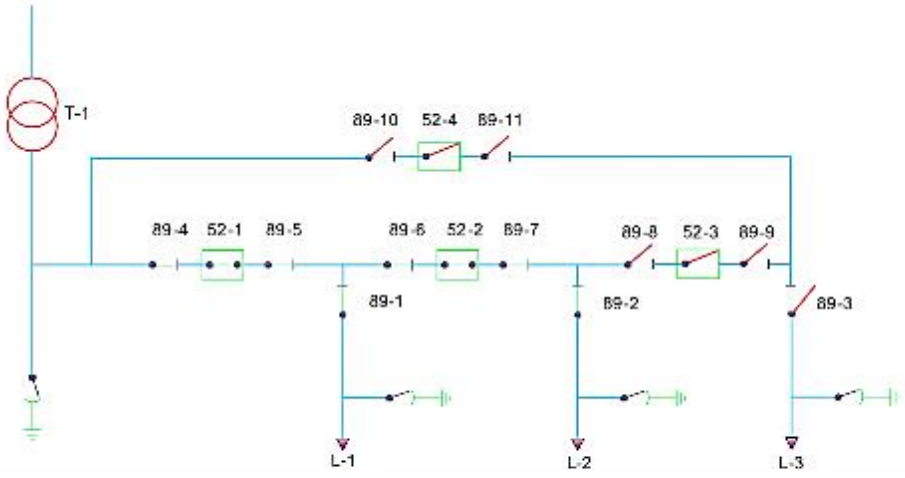


Figura 5.67. Ejemplo de maniobra en configuración en anillo.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

i) Interruptor y medio

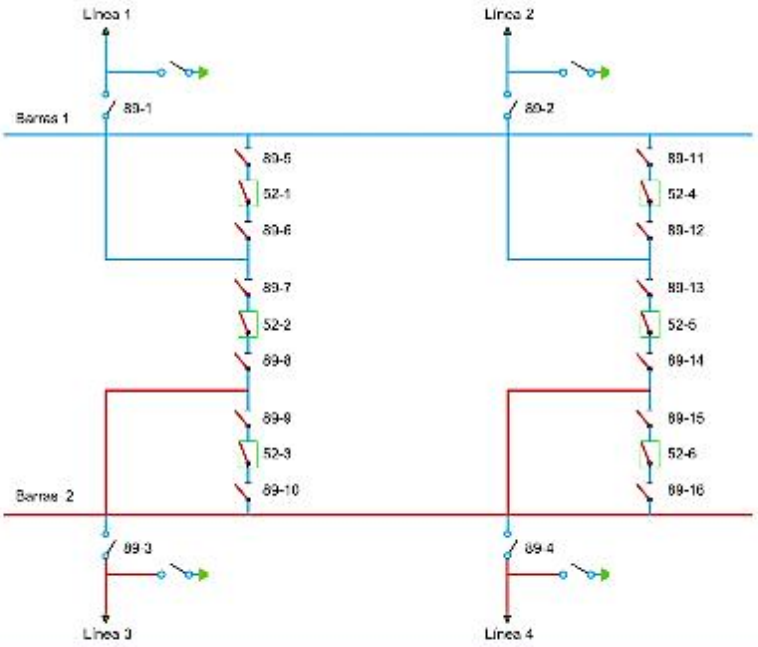


Figura 5.68. Maniobras típicas en una subestación con configuración de interruptor y medio.

Tabla 5.8. Maniobras con interruptor y medio

Maniobras en subestaciones eléctricas			
Configuración	**Maniobra**	**Cierre secuenciado**	**Apertura secuenciada**
Interruptor y medio	Conectar la línea 1 a barras 1	89-1 89-5 89-6 52-1	
	Conectar la línea 1 a barras 2	89-1 89-7 89-8 52-2 89-9 89-10 52-3	
	Conectar la línea 1 a barras 2 estando conectada a barras 1	89-7 89-8 52-2 89-9 89-10 52-3	52-1 89-5 89-6
	Conectar la línea 4 a barras 1	89-4 89-11 89-12 52-4 89-13 89-14 52-5	

EJERCICIO

Indica cómo harías las siguientes maniobras secuenciadas utilizando el esquema anterior de interruptor y medio:

- Conectar la línea 3 a barras 1.
- Conectar la línea 3 a barras 2.
- Conectar la línea 4 a barras 2.
- Desconectar la línea 1.

Puedes comprobar el resultado (*software* de Moisan) en el enlace siguiente:

http://www.aulamoisan.com/software-moisan/subestaciones-electricas

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

j) Maniobras con transformadores

Conexión de un transformador a una línea de AT con tensión.

> **Nota**
>
> En esta maniobra el seccionador debe estar preparado para abrir y cerrar con corriente de vacío del transformador.

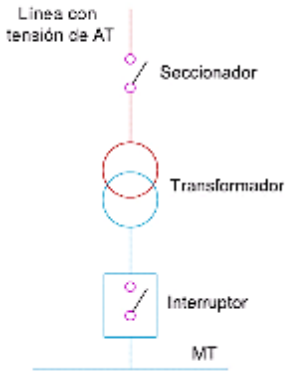


Figura 5.69. *Conexión de un transformador a una línea de AT con tensión.*

5.4. Proyecto resumido. Memoria y planos

En este apartado se analiza, de forma resumida, un proyecto eléctrico de una subestación de tipo intemperie, con aparamenta híbrida compacta aislada en SF6.

Dado lo extenso que puede ser un proyecto de este tipo, nos referiremos únicamente a los documentos de la memoria y de los planos.

5.4.1. Memoria

Los principales apartados del documento de la memoria, que indicamos de forma resumida, son:

Antecedentes

Para mejorar la interconexión entre los sistemas de transporte y distribución de la red eléctrica de una manera eficiente y segura, se ha proyectado la construcción de una subestación de intemperie formada por dos parques, uno de 220 kV en configuración de interruptor y medio, y otro de 66 kV en configuración de doble barra. Ambas configuraciones están diseñadas para asegurar la continuidad del suministro en caso de fallo de alguna de las barras.

Figura 5.70. *Subestación eléctrica de tipo intemperie.*

Objeto del proyecto

Teniendo en cuenta aspectos técnicos, económicos y medioambientales, se diseña una subestación reductora con dos niveles de tensión (220 kV y 66 kV), capaz de transformar una potencia total de 240 MVA. Esta subestación estará alimentada por dos puntos mediante dos entradas de línea de 220 kV.

El sistema de 220 kV (un interruptor y medio) con dos calles completas con sus correspondientes posiciones. Además, para dicho parque, se utilizará aparamenta de intemperie híbrida.

El sistema de 66 kV (doble barra) con dos calles completas con sus posiciones. Para este parque también se utilizará aparamenta de intemperie híbrida.

Figura 5.71. *Montaje de subestación eléctrica. Fuente: ISA.*

Condiciones de partida

La subestación proyectada está diseñada para ser construida en una zona cercana a Castroverde, en la provincia de Lugo, con las siguientes características:

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

- Altura sobre el nivel del mar inferior a 500 m (tipo de zona A), temperaturas extremas de –10 °C a 40 °C, contaminación ambiental de tipo medio, nivel de niebla bajo-medio, coeficiente sísmico básico inferior a 0,04 g.
- Las entradas de las líneas al parque de 220 kV serán de conductor 402-AL1/52-ST1A (antiguo LA 455 Condor).
- Se instalan cinco salidas de línea del parque de 66 kV. Tres de ellas deberán ser aéreas, y dos subterráneas con canalización hasta el exterior de la subestación. Las líneas aéreas serán del tipo 337-AL1/44-ST1A (antiguo LA 380 Gull).
- La resistividad del terreno se considera que es de 100 Ωm.
- La corriente máxima que va a circular por la subestación está fijada para la potencia máxima que puede transportar uno de los circuitos de la subestación en caso de fallo del otro circuito $\left(I = \frac{240.000}{\sqrt{3} \times 220} = 629{,}83\ A\right)$.

Características generales

La subestación proyectada está destinada a la interconexión de una red de transporte de 220 kV con una red de distribución.

Los parques de 220 kV y 66 kV cuentan con tecnología híbrida compacta aislada en SF6. Esta tecnología reúne en una misma aparamenta los seccionadores de barras, línea y tierra, el interruptor y el transformador de intensidad necesarios para el correcto funcionamiento y maniobras de la subestación.

Parque de 220 kV

Será de configuración de interruptor y medio. El parque consta de:

- 2 entradas de línea de 220 kV cada una.
- 2 embarrados principales, cada uno de ellos con una posición de línea y otra de transformación.
- Embarrados secundarios, de interconexión con la aparamenta del parque.
- 6 equipos híbridos compactos con aislamiento en SF6.
- 12 transformadores de tensión de tipo capacitivo, para protección y control de la entrada de las líneas a la subestación.
- 18 aisladores de soporte que fijan los embarrados principales y secundarios.
- 12 pararrayos autoválvulas para protección contra sobretensiones de tipo atmosférico.
- 4 pórticos para dar funcionalidad a la entrada y salida de líneas.

Se ha previsto al parque de un vial en todo su perímetro para permitir operaciones de maniobra y mantenimiento de la subestación.

Las principales magnitudes eléctricas del parque de 220 kV son:

Tabla 5.9. Magnitudes eléctricas del parque de 220 kV

Magnitud	Valor
Tensión nominal	220 kV
Tensión más elevada para el material	245 kV
Tensión soportada nominal a impulsos de tipo rayo	1.050 kV
Tensión soportada nominal a frecuencia industrial	460 kV
Intensidad nominal	629,83 A
Corriente de cortocircuito de diseño y tiempo de extinción	40 kA (0,5 s)
Grupo de aislamiento	B

Distancias

Según el Reglamento de instalaciones de alta tensión, para un aislamiento del grupo B tenemos una distancia mínima de aislamiento en aire fase a tierra y entre fases de 2.100 mm.

Las distancias mínimas de aislamiento en el aire entre partes de una instalación que puedan separarse mediante un seccionador o distancia de seccionamiento equivalente (tanto entre conductores de una misma fase como de fases distintas) serán, al menos, un 25 por ciento superiores a las distancias mínimas de aislamiento entre fases de la Tabla 5.10.

Las distancias entre pasillos y zonas de protección para instalaciones eléctricas de exterior se indican en la ITC-RAT 15, y para las instalaciones eléctricas de interior en la ITC-RAT 14.

Tabla 5.10. Valor de la distancia mínima de aislamiento en aire fase a tierra y entre fases. ITC-RAT 12

Tensión más elevada para el material (Um) (kV eficaces)	Tensión soportada nominal a frecuencia industrial (kV eficaces)	Tensión soportada nominal a los impulsos tipo rayo (kV de cresta)	Distancia mínima de aislamiento en aire fase a tierra y entre fases (mm)
245	460	1.050	2.100

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Embarrados

Los distintos embarrados pueden ser:

- **Embarrados flexibles:** son los que se utilizan para la unión de embarrados rígidos y paramenta, y la unión de entradas y salidas de línea con la subestación.

  En el parque de 220 kV los embarrados flexibles estarán formados por cables de aluminio con alma de acero de tipo dúplex.

  El amarre de conexión de los embarrados flexibles a los pórticos se realizará con cadenas de aisladores.

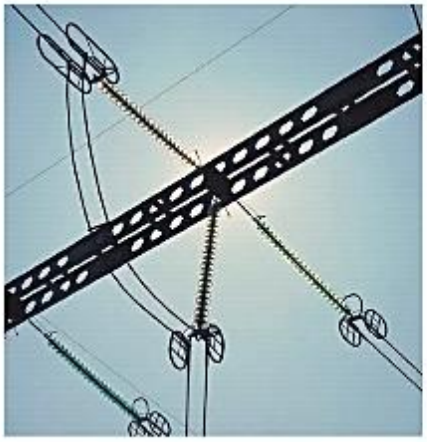


Figura 5.72. *Embarrados flexibles. Fuente: REE.*

- **Embarrados principales:** los embarrados principales de la subestación se utilizarán para conexionar las entradas de línea con las posiciones de transformación de la subestación. Serán a base de tubos que no podrán ir soldados en ningún punto o tramo, por lo que deben ser suministrados en tiradas continuas y en tramos cortados y curvados en fábrica.

  Los embarrados principales serán de tubos de aluminio de diámetro exterior de 150 mm y de diámetro interior de 134 mm.

  La longitud de los embarrados será de 18 m y la distancia entre apoyos será de 8 m. La distancia entre tubos será de 4 m.

  Los embarrados principales estarán colocados sobre aisladores de soporte del tipo C10-1050. Dichos aisladores tendrán una altura de 7 m, altura a la cual están instalados los tubos de los embarrados.

- **Embarrados secundarios:** los embarrados secundarios del parque de 220 kV se utilizarán para conexionar la aparamenta y los embarrados principales. Serán tubos de aluminio de diámetro exterior de 100 mm y de diámetro interior de 88 mm.

  La longitud de los embarrados será de 9,5 m, y la distancia entre apoyos será de 9,5 m. La distancia entre tubos será de 4 m.

Figura 5.73. *Embarrado de tipo tubo.*

Módulos híbridos

Los módulos híbridos combinan las tecnologías AIS (aislamiento en aire) y GIS (aislamiento en gas).

Los módulos PASS son bastidores prediseñados que mejoran el diseño de la subestación.

Los módulos híbridos serán de tecnología PASS de tipo intemperie, con aislamiento en gas (SF6), que agrupan en un único elemento el interruptor, seccionadores de barras, seccionador de líneas y su puesta a tierra, y transformador de intensidad.

Gracias a la utilización de estos módulos compactos se reducen notablemente las dimensiones de la subestación, ya que al reunir en un único módulo toda la aparamenta descrita, se eliminan muchas distancias de seguridad, y se consigue hacer las mismas maniobras en un espacio menor.

El modelo utilizado en el parque de 220 kV es el PASS MOS 252 kV de la empresa ABB.

Las características de este módulo son:

- Tensión nominal de red = 220 kV.
- Tensión más elevada = 245 kV.
- Frecuencia = 50 Hz.
- Tensión soportada a impulsos de tipo rayo = 1.050 kV.
- Tensión soportada a frecuencia industrial = 460 kV.
- Corriente máxima admisible = 2.000 A.
- Corriente de cortocircuito soportada = 50 kA.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

- Corriente de pico = 135 kA.
- Rango de temperatura = – 25 °C a 40 °C.

Las características asignadas a los interruptores automáticos son:

- Aislamiento = SF6.
- Tiempo de apertura = < 50 ms.
- Tiempo de cierre = 150 ms.
- Tensión auxiliar de alimentación del motor = 325 V.
- Tensión auxiliar de las bobinas de apertura = 325 V.
- Tensión auxiliar de las bobinas de cierre = 325 V.

Las características asignadas a los transformadores de intensidad son:

- Tipo = toroidal.
- Relación de transformación = 1.200/15-15-15 A.
- Potencia de los arrollamientos = 115 VA, 125 VA y 135 VA.

Las características asignadas a los seccionadores son:

- Accionamiento de las cuchillas principales = motorizado.
- Poder de cierre del seccionador de puesta a tierra = 80 kA.
- Tensión auxiliar de alimentación al motor y accionamiento = 325 V.

Figura 5.74. *Trafos de tensión capacitivos. Fuente: Arteche.*

Las características de los transformadores de tensión capacitivos son:

- Tensión máxima de funcionamiento = 245 kV.
- Tensión soportada nominal a impulsos de tipo rayo = 1.050 kV.
- Tensión soportada nominal a frecuencia industrial = 460 kV.
- Frecuencia = 50 Hz.
- Capacidad = 5.800 pF.
- Relación de transformación = 220.000 : $\sqrt{3}$/110 : $\sqrt{3}$ - 110 : $\sqrt{3}$ - 110 : $\sqrt{3}$.
- Alto = 2.885 mm.
- Diámetro en planta = 450 mm.

Las características de las autoválvulas son:

- Tensión de servicio continuo (fase-tierra) = 144 kV.
- Tensión de cebado (fase-tierra) = 208 kV.
- Intensidad máxima de descarga = 40 kA.
- Longitud de la línea de fuga = 6.336 mm.

Figura 5.75. *Autoválvula de subestación.*

Parque de 66 kV

El parque de 66 kV tiene una configuración de doble barra. Consta de:

- 5 salidas de línea de 66 kV cada una.
- Embarrados principales compuestos por cinco posiciones de línea, dos de transformación, y una de acoplamiento.
- Embarrados secundarios de interconexión con la aparamenta del parque.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

- 8 equipos híbridos compactos con aislamiento en SF6.
- 6 transformadores de tensión capacitivos para protección y control.
- 22 aisladores de soporte que fijan embarrados principales y secundarios.
- 6 pararrayos autoválvulas.
- 1 pórtico para dar funcionalidad a la salida de las líneas.

Las principales magnitudes eléctricas del parque de 66 kV son:

Tabla 5.11. Magnitudes eléctricas del parque de 66 kV

Magnitud	Valor
Tensión nominal	66 kV
Tensión más elevada para el material	72,5 kV
Tensión soportada nominal a impulsos de tipo rayo	325 kV
Tensión soportada nominal a frecuencia industrial	140 kV
Intensidad nominal	1.049,72 A(*)
Corriente de cortocircuito de diseño y tiempo de extinción	31,5 kA (0,5 s)
Grupo de aislamiento	B
(*) Transformadores trifásicos de 120 MVA.	

Distancias

Según el Reglamento de instalaciones de alta tensión, para un aislamiento del grupo B, tenemos una distancia mínima de aislamiento en aire fase a tierra y entre fases de 630 mm.

Las distancias mínimas de aislamiento en el aire entre partes de una instalación que puedan separarse mediante un seccionador o distancia de seccionamiento equivalente (tanto entre conductores de una misma fase como de fases distintas) serán, al menos, un 25 por ciento superiores a las distancias mínimas de aislamiento entre fases de la Tabla 5.12.

Las distancias entre pasillos y zonas de protección para instalaciones eléctricas de exterior se indican en la ITC-RAT 15, y para las instalaciones eléctricas de interior en la ITC-RAT 14.

Embarrados

- **Embarrados flexibles:** son los que se utilizan para la unión de embarrados rígidos y aparamenta, y la unión de entradas y salidas de línea con la subestación.

  En el parque de 66 kV los embarrados flexibles estarán formados por cables de aluminio con alma de acero de tipo dúplex.

  El amarre de conexión de los embarrados flexibles a los pórticos se realizará con cadenas de aisladores.

- **Embarrados principales:** los embarrados principales de la subestación se utilizarán para conexionar las entradas de línea con las posiciones de transformación de la subestación. Serán a base de tubos que no podrán ir soldados en ningún punto o tramo, por lo que deben ser suministrados en tiradas continuas y en tramos cortados y curvados en fábrica.

  Los embarrados principales serán de tubos de aluminio de diámetro exterior de 120 mm y de diámetro interior de 100 mm.

  La longitud de los embarrados será de 32 m y la distancia entre apoyos será de 8 m. La distancia entre tubos será de 2 m.

  Los embarrados principales estarán colocados sobre aisladores de soporte del tipo C10-1050. Dichos aisladores tendrán una altura de 6 m, altura a la cual están instalados los tubos de los embarrados.

- **Embarrados secundarios:** los embarrados secundarios del parque de 66 kV se utilizarán para conexionar la aparamenta y los embarrados principales. Serán tubos de aluminio de diámetro exterior de 80 mm y de diámetro interior de 68 mm.

  La longitud de los embarrados será de 5 m, y la distancia entre apoyos será también de 5 m. La distancia entre tubos será de 2 m.

Módulos híbridos

Los módulos híbridos combinan las tecnologías AIS (aislamiento en aire) y GIS (aislamiento en gas).

Tabla 5.12. Valor de la distancia mínima de aislamiento en aire fase a tierra y entre fases. ITC-RAT 12

Tensión más elevada para el material (Um) (kV eficaces)	Tensión soportada nominal a frecuencia industrial (kV eficaces)	Tensión soportada nominal a los impulsos tipo rayo (kV de cresta)	Distancia mínima de aislamiento en aire fase a tierra y entre fases (mm)
72,5	140	325	630

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Los módulos PASS son bastidores prediseñados que mejoran el diseño de la subestación.

Los módulos híbridos serán de tecnología PASS de tipo intemperie, con aislamiento en gas (SF6), que agrupan en un único elemento el interruptor, seccionadores de barras, seccionador de líneas y su puesta a tierra, y transformador de intensidad.

Gracias a la utilización de estos módulos compactos se reducen notablemente las dimensiones de la subestación, ya que al reunir en un único módulo toda la aparamenta descrita, se eliminan muchas distancias de seguridad y se consigue hacer las mismas maniobras en un espacio menor.

El modelo utilizado en el parque de 66 kV es el PASS MOO 72,5 kV de la empresa ABB.

Las características de este módulo son:

- Tensión más elevada = 72,5 kV.
- Frecuencia = 50 Hz.
- Tensión soportada a impulsos de tipo rayo = 325 kV.
- Tensión soportada a frecuencia industrial = 140 kV.
- Corriente máxima admisible = 2.000 A.
- Corriente de cortocircuito soportada = 31,5 kA.
- Rango de temperatura = – 25 °C a 40 °C.

Figura 5.76. *Módulo híbrido PASS MOO 72,5 kV. Fuente: ABB.*

Las características asignadas a los interruptores automáticos son:

- Aislamiento = SF6.
- Tiempo de apertura = < 50 ms.
- Tiempo de cierre = < 150 ms.
- Tensión auxiliar de alimentación del motor = 125 V.
- Tensión auxiliar de las bobinas de apertura = 125 V.
- Tensión auxiliar de las bobinas de cierre = 125 V.

Las características asignadas a los transformadores de intensidad son:

- Tipo = toroidal.
- Relación de transformación = 400-800/5-5-5 A.
- Potencia de los arrollamientos = 10 VA, 20 VA y 30 VA.

Las características asignadas a los seccionadores son:

- Accionamiento de las cuchillas principales = motorizado.
- Poder de cierre del seccionador de puesta a tierra = 80 kA.
- Tensión auxiliar de alimentación al motor y accionamiento = 125 V.

Las características de los transformadores de tensión capacitivos son:

- Tensión máxima de funcionamiento = 72,5 kV.
- Tensión soportada nominal a impulsos de tipo rayo = 325 kV.
- Tensión soportada nominal a frecuencia industrial = 140 kV.
- Frecuencia = 50 Hz.
- Capacidad = 10.300 pF.
- Relación de transformación = $66.000 : \sqrt{3}/110 : \sqrt{3} - 110 : \sqrt{3} - 110 : \sqrt{3}$.
- Alto = 1.510 mm.
- Diámetro en planta = 450 mm.

Las características de las autoválvulas son:

- Tensión de servicio continuo (fase-tierra) = 106 kV.
- Tensión de cebado (fase-tierra) = 167 kV.
- Intensidad máxima de descarga = 31 kA.
- Longitud de la línea de fuga = 4.336 mm.

Transformación

La posición de transformación estará formada por dos transformadores trifásicos de potencia de 120 MVA cada uno.

Las características de cada transformador serán:

- Potencia nominal = 120 MVA.
- Frecuencia = 50 Hz.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

- Relación de transformación = 232 ± 10 × 2,785/66 kV.
- Tensión máxima de servicio = 245 kV.
- Reactancia de dispersión = 12 %.
- Intensidad de cortocircuito soportada en el lado de 220 kV = 44 kA.
- Intensidad de cortocircuito soportada en el lado de 66 kV = 34,6 kV.
- Refrigeración por circulación natural de aceite a través de radiadores enfriados por aire natural, tipo ONAN, y forzado mediante ventiladores, tipo ONAF.

La conexión de los arrollamientos primario y secundario será en estrella en ambos casos, y tendrá una puesta a tierra mediante conexión del neutro rígido a tierra. En el devanado terciario se establecerán unos arrollamientos de cobre utilizados únicamente para la alimentación de los equipos auxiliares.

Figura 5.77. *Transformador de potencia. Fuente: Reinhausen.*

Se instalará un depósito de aceite para la recogida del mismo en caso de fugas.

Cada uno de los transformadores tendrá además los siguientes accesorios:

- Transformador de intensidad en las bornas de AT, BT y arrollamiento terciario utilizados para la regulación de tensión y control térmico del transformador.
- Elementos para la traslación del transformador.
- Equipo de preservación del aceite.
- Instrumentos de medida de temperatura del aceite y de los arrollamientos.
- Armario de control principal.
- Armario de centralización y transferencia.
- Pasatapas, elaborados de porcelana, y con un indicador de nivel del aceite.
- Relé Buchholz.

Red de tierras

Se distinguen dos tipos de red de puesta a tierra:

a) Red de tierras inferiores

La red de tierras inferiores está diseñada para:

- Garantizar la protección del personal de maniobra y los equipos en caso de potenciales peligrosos.
- Proporcionar un camino a tierra para las intensidades originadas por descargas atmosféricas o por defectos eléctricos.
- Posibilitar a los elementos de protección el despeje a tierra.

Para el diseño de la red de tierras se han elegido las condiciones más desfavorables, siendo esta la del parque de 220 kV. Se considera que la resistividad del terreno es de 100 Ωm, la intensidad de defecto de 28 kA y el tiempo de despeje de la falta de 0,5 s.

El cable elegido para la red de tierras inferiores será de cobre de 120 mm^2 de sección. La malla formada por los cables de cobre cubre una superficie de 12.500 m^2 y está enterrada a una profundidad de 60 cm. La longitud total del cable enterrado es de 1.789 m. Además, sobre el terreno, se ha proyectado cubrirlo de una capa de hormigón de 20 cm de espesor, cuya resistividad tiene el valor de 3.000 Ωm.

b) Red de tierras superiores

La red de tierras superiores tiene por objeto la captación de las descargas atmosféricas y su conducción a la malla de red de tierras inferior.

Figura 5.78. *Red de tierras superiores formada por hilos de guarda.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Está formada por un conjunto de hilos de guarda, paralelos a la calle, y unos pararrayos que protegen los equipos de la subestación.

Sistemas de control y protección

Dentro del sistema integrado de protección y control con una red de comunicación en serie, se utiliza un concentrador de fibra óptica que permite la interconexión de las diferentes unidades de control local (UCL) con la unidad de control de subestación (UCS) en un enlace punto-multipunto.

La UCS es la encargada de recoger toda la información de las UCL, gestionar su envío a consolas de operación o centros de telecontrol (SCADA), así como la ejecución de automatismos, a nivel de subestación, entre otras funciones.

Las UCL son los equipos que realizan el control, protección y medida de las diferentes posiciones eléctricas (líneas, transformadores, entre otras.).

Se instalarán un total de 12 UCL, una por cada posición de las barras de los parques de 220 kV y 66 kV.

Las posiciones en las que se instalarán los sistemas de protección, comunicación y teledisparo serán las siguientes:

Posición de línea

La posición de línea incorpora las siguientes protecciones:

- Protección principal con sus correspondientes funciones (diferencial de línea, diferencial de barras, función de distancia, sobreintensidad de neutro, reenganche, térmica, localizador de faltas y oscilografía).
- Teleprotección por onda portadora para la emisión y recepción de teledisparo en caso de fallo de algunos de los interruptores de los extremos de la línea.

Posición de transformador

Incorporará las funciones de protección en los dos niveles de tensión (fallo de interruptor, cierre o arranque con tiempo de retraso, sincronismo, diferencial de transformador, diferencial de barras, mínima tensión con corriente alterna, oscilografía y supervisión de bobinas de disparo).

Posición de acoplamiento

Esta protección se incluirá únicamente en la posición de acoplamiento del parque de 66 kV, con sus correspondientes funciones (distancia, instantánea de sobreintensidad, sobreintensidad de neutro, diferencial de barras, arranque o cierre con tiempo de retraso, sincronismo, mínima tensión de corriente alterna, oscilografía y supervisión de bobinas de disparo).

Posición de barras

Se instalarán protecciones diferenciales de barras tanto en el parque de 220 kV como en el de 66 kV.

Generales

En las posiciones de línea y transformador se añadirán funciones de medida de activa, reactiva y tensión, a través de los transformadores de tensión capacitivos.

Edificio

Se construirá un edificio de mando y control de una planta. Dispondrá de una sala de mando y control, una sala de comunicaciones y una sala de servicios auxiliares.

Para el paso de cables entre dependencias se utilizarán tubos en la solera, y para el paso de cables entre la subestación y el edificio se habilitarán huecos que serán sellados al finalizar la construcción.

Figura 5.79. *Edificio de mando y control.*

Telecontrol y comunicaciones

Las necesidades de telecontrol y comunicaciones consistirán en servicios de telefonía, canales de comunicación para la protección de la subestación y circuitos de telegestión.

Se dotará al edificio de control de fibra óptica y red de telefonía.

Para la realización de las comunicaciones remotas se dispondrá de un armario de comunicaciones instalado en la sala de control del edificio. Dicho armario irá alimentado por un rectificador-batería de 48 V.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Equipos de medida

Los equipos de medida irán instalados dentro de un armario en la sala de control. Dispondrá de contadores de energía para las posiciones de transformación.

Servicios generales

Se instalará en el edificio un cuadro de corriente continua y uno de corriente alterna para la alimentación de los equipos de protección, control, señalización y emergencia.

Se dispondrá de un sistema informático para el control de los armarios de protección (líneas del parque de 220 kV, para transformadores, líneas del parque de 66 kV y para la posición de acoplamiento).

Para la alimentación de los equipos de control y protección se dispondrán equipos de rectificador-batería (dos equipos de 325 V para el parque de 220 kV, dos equipos de 125 V para el parque de 66 kV y un equipo de 48 V para los sistemas de telemando y control).

Para atender a las necesidades de los servicios auxiliares se instalará un transformador de 66.000/400 V de 2.500 kVA de potencia.

Instalación de alumbrado

Se dotará a la subestación de una instalación de alumbrado y fuerza.

Esta instalación alimentará el alumbrado exterior e interior, el alumbrado de emergencia, la ventilación y el aire acondicionado.

El sistema de ventilación y aire acondicionado es importante para mantener la temperatura adecuada de los sistemas informáticos, armarios de servicios auxiliares, protección, telemando y rectificadores-batería.

Sistema de protección contra incendios

El sistema contará con un equipo de detectores, que ante la presencia de humos o calor excesivo actuarán como alarma.

El equipo de extinción de incendios constará de extintores de CO_2 y de tipo FM 200 (gas) para falso suelo.

Se dispondrá, también, de un equipo de seguridad.

Canalizaciones para paso de cables

Para el tendido y la conexión de cables de control, alumbrado y fuerza, se instalarán arquetas prefabricadas de hormigón con tapa de hormigón armado, que interconectan los tramos de tubo de polietileno.

Figura 5.80. *Equipo de seguridad.*

Figura 5.81. *Extintor de incendios.*

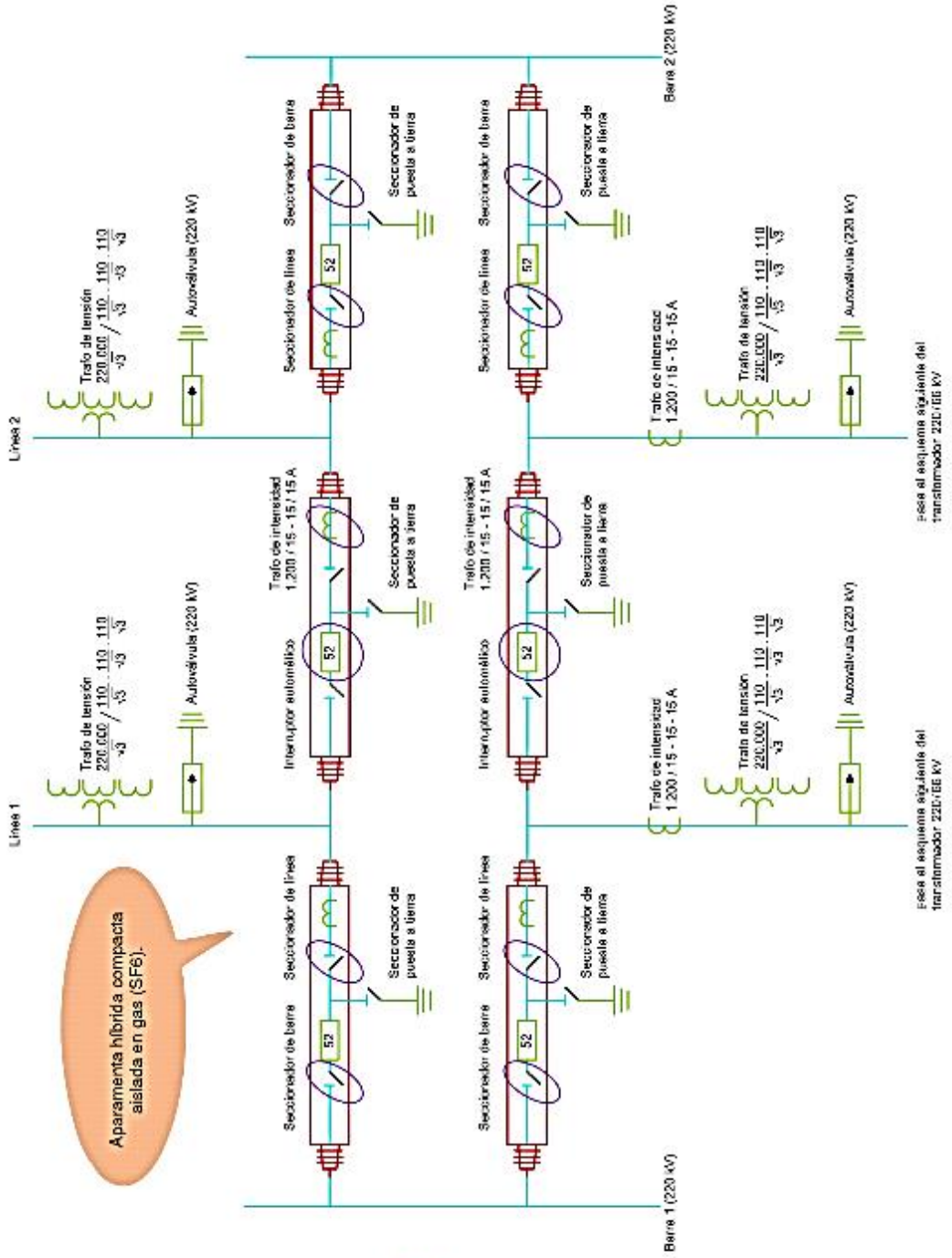
© Ediciones Paraninfo

CamScanner

5.4.2. Esquema unifilar general de la subestación

En este apartado se analiza el plano general de la subestación, indicando sus principales componentes.

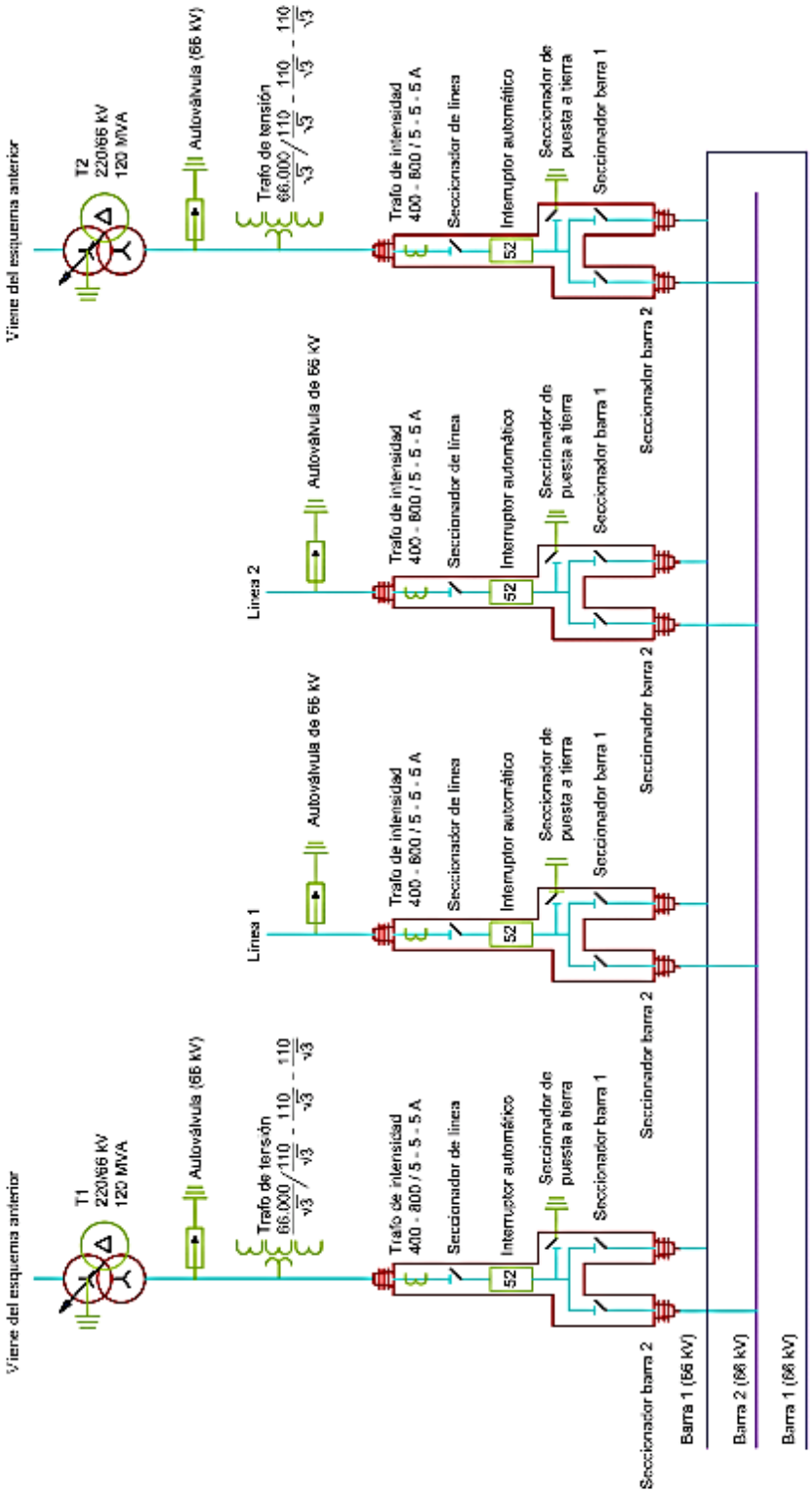
Dado lo extenso que resulta dicho plano se presenta en tres bloques.



Este esquema se completa con el que figura a continuación.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner



Este esquema se completa con el que figura a continuación.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

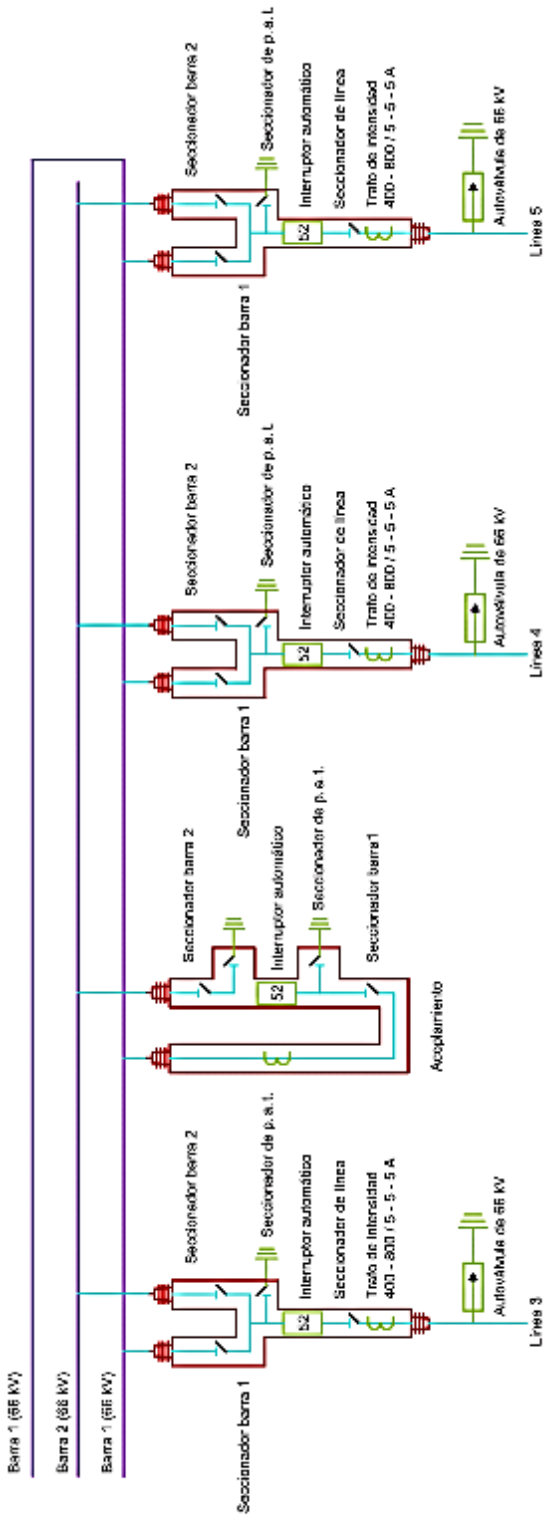
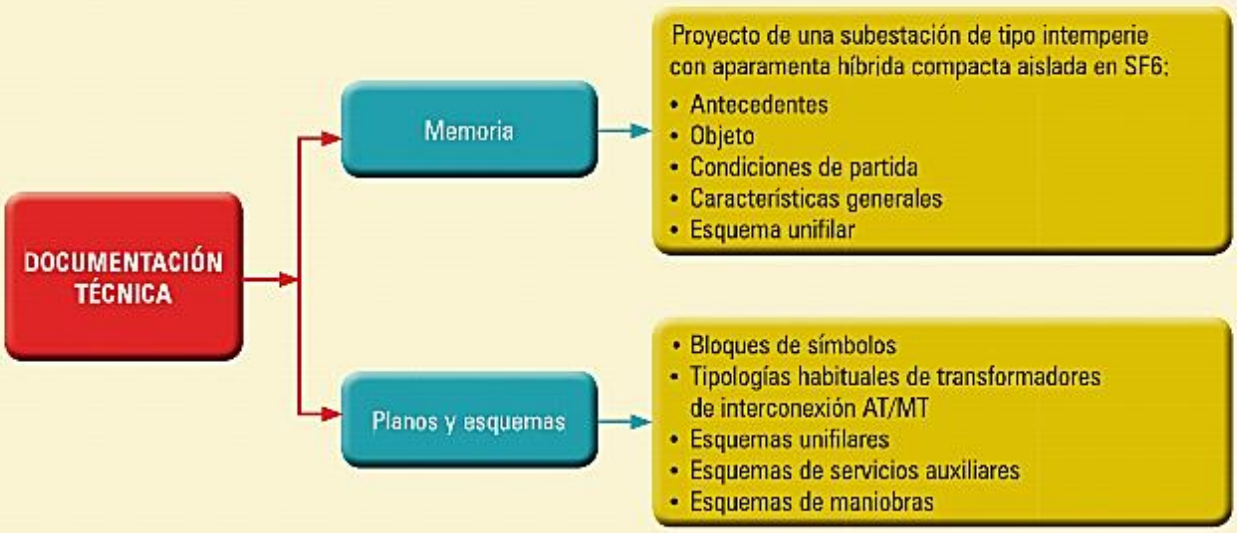


Figura 5.82. *Esquema eléctrico unifilar de una subestación de intemperie de tipo híbrida compacta, aislada en SF6 de 220/66 kV.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

MAPA CONCEPTUAL - RESUMEN



Resumen

Los documentos que deben acompañar a un proyecto eléctrico de alta tensión son recomendados por la norma UNE 157001. Entre ellos destacan los de la memoria, planos, anexos y presupuesto, entre otros.

Los planos y esquemas que definen una subestación eléctrica son del tipo unifilar, y en ellos se simbolizan los distintos elementos y equipos que configuran dicha instalación eléctrica.

Las operaciones de maniobras que se realizan en las subestaciones son muy variadas y es importante saber distinguir los esquemas y planos de las mismas.

El documento de la memoria es importante para definir la instalación eléctrica de una subestación, y en él figuran las condiciones de partida, el objeto del proyecto o las características generales, entre otros.

Los elementos de mando, protección y medida se designan por números y letras según indican las normas internacionales como la ANSI.

Conceptos clave

Acoplar. En las maniobras, que por motivo de explotación, deben realizarse para conectar en paralelo dos generadores, un generador y una línea, o dos transformadores, entre otros.

Anteproyecto. El anteproyecto es el documento o conjunto de documentos que definen las características generales de la instalación a ejecutar. El anteproyecto de una instalación de alta tensión podrá utilizarse para la tramitación de la correspondiente autorización administrativa previa, en caso de que el solicitante estime la necesidad de su presentación con anterioridad a la preparación del proyecto técnico administrativo.

Beneficio industrial. Porcentaje de beneficio de la empresa constructora respecto al coste de ejecución material de la obra. Normalmente suele ser del 6 %.

Cajetín. Consiste preferentemente en uno o varios rectángulos adyacentes que pueden subdividirse en casillas, en las que se inscriben las informaciones específicas.

Cerrar o conectar (interruptor/seccionador). Operación que se destina a establecer la continuidad en la parte del circuito correspondiente a dicho interruptor o seccionador.

Cerrar una línea. Conexión del interruptor correspondiente de dicha línea.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

CONCEPTOS CLAVE

Certificado de instalación (CI). Certificado que se emite una vez finalizada la instalación eléctrica y realizadas las verificaciones e inspecciones pertinentes. Según el tipo de instalación eléctrica, se exige proyecto o bien memoria técnica de diseño (MTD), pero en ambos casos siempre se exige el certificado de instalación (CI).

Clase de precisión de un aparato de medida. Exactitud de un aparato de medida. Es la concordancia entre el valor de la medida indicado en el aparato y el valor exacto de la magnitud medida. Es el cociente entre el error absoluto máximo y el valor final de escala, expresado en tanto por ciento.

Confiabilidad. Es la probabilidad de que una subestación pueda suministrar energía durante un periodo de tiempo dado, bajo la condición de que al menos un componente de la subestación no pueda recuperarse durante la operación.

Croquis de trazado. Croquis o plano(s) de trazado de las canalizaciones, de las redes de tierra y ubicación de los materiales instalados (dispositivos de protección, interruptores, bases de toma de corriente, puntos de luz y aparatos de alumbrado de emergencia, entre otros).

Descargo. Una instalación eléctrica en la que, o en cuya proximidad, deban efectuarse trabajos sin tensión, debe ser puesta previa e inexcusablemente en el estado de descargo. Es una autorización necesaria para poner una instalación eléctrica fuera de servicio. Tras esta operación se realiza la fase de «preparar para trabajos sin tensión».

Dirección de obra. Responsable de certificar que la instalación se realizó según se indica en el correspondiente proyecto y de acuerdo con la normativa vigente. Cuando sea obligatoria la realización de proyecto técnico, será necesaria la dirección de obra.

Disponible. Se dice del circuito, máquina o aparato cuando se puede poner en servicio en cualquier momento.

Documento. Información registrada que puede considerarse como una unidad en un proceso de documentación.

Documento básico de un proyecto. Cualquiera de los documentos principales que configuran un proyecto.

EN. Norma europea.

ENAC. Entidad Nacional de Acreditación.

Flexibilidad. Es la propiedad de la instalación para acomodarse a las diferentes condiciones que se puedan presentar por cambios operativos en el sistema, y además por contingencias y/o mantenimiento del mismo.

ITC. Instrucción técnica complementaria.

Maniobras. Operaciones voluntarias que provocan un cambio de estado en una instalación o equipo eléctrico por medio de operaciones sobre los elementos de corte de las subestaciones eléctricas, bajo la coordinación del despacho de explotación o del centro de maniobras de distribución. Las maniobras pueden ser de explotación o de seguridad.

Niveles de aislamiento. Los valores normalizados de los niveles de aislamiento nominales de los aparatos de AT, definidos por las tensiones soportadas nominales para distintos tipos de solicitaciones dieléctricas, pueden ser de tres grupos, según los valores de la tensión más elevada para el material.

Se distingue:

a) Grupo A. Tensión más elevada del material mayor de 1 kV y menor o igual de 36 kV.

b) Grupo B. Tensión más elevada del material mayor de 36 kV y menor o igual de 245 kV.

c) Grupo C. Tensión más elevada del material mayor de 245 kV.

Oscilografía. Cuando tiene lugar una contingencia, además de la señalización, resulta de suma utilidad disponer de los registros oscilográficos asociados. Estos registros consisten en una fotografía de las tensiones, intensidades y variables digitales del sistema eléctrico a analizar. Se reflejan de esta forma las formas de ondas y el estado antes, durante y después de la contingencia.

Pliego de condiciones técnicas. Tiene como misión establecer las condiciones técnicas, económicas, administrativas y legales para que la instalación de alta tensión pueda ejecutarse en las condiciones especificadas, evitando posibles interpretaciones diferentes de las deseadas.

Poner en servicio. Maniobra de cierre de interruptor o interruptores pertenecientes a una línea, transformador, batería de condensadores, entre otros, para que quede establecido el circuito eléctrico.

Posición de una subestación. Se denomina posición o módulo al conjunto de aparatos de corte para un mismo nivel de tensión que intervienen en las maniobras de un circuito de alta tensión (AT), estando constituida una posición principalmente por un interruptor y dos o más seccionadores.

Potencia de precisión de un TI. Potencia aparente secundaria dada en VA o en ohmios, bajo una corriente determinada.

Proyecto. Conjunto de documentos que definen las características una instalación eléctrica, entrando en el detalle de las características de cada uno de los elementos de que se compone.

Proyecto de ampliación o modificación. La ampliación o modificación de una instalación de alta tensión requiere la presentación a la Administración Pública competente de un proyecto de ampliación o modificación que recoja los conceptos que se indican en los capítulos 2 y 3 de la ITC-RAT 20, y en los que se justifique la necesidad de la ampliación o modificación en cuestión.

Proyecto ejecutivo o constructivo. Proyecto cuya finalidad es la definición y valoración de las características que se requieren para la construcción de la instalación eléctrica.

Proyecto técnico administrativo. El Proyecto técnico administrativo de una instalación de alta tensión tiene por finalidad la tramitación de la correspondiente autorización administrativa de construcción y registro por parte de la Administración Pública competente, y sirve asimismo como documento básico para la realización de la obra.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Proyecto tipo. Los proyectos tipo son manuales técnicos que establecen y justifican todos los datos técnicos necesarios para el diseño y cálculo de las instalaciones a las que se refiere el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión. Cuando las empresas de transporte y distribución eléctrica dispongan de proyectos tipo para determinadas instalaciones, el proyecto técnico administrativo de las mismas complementará al proyecto tipo en todos los aspectos particulares de la instalación a ejecutar, en especial en lo relativo a la instalación de puesta a tierra.

RAT. Reglamento de alta tensión.

RD. Real Decreto.

Reactancia de dispersión de un transformador. Es la debida al flujo magnético que no sigue el camino ferromagnético, sino que se escapa por el aire.

Reponer el servicio. Cerrar los aparatos de corte necesarios para volver a poner en servicio la línea o transformador, entre otros, que anteriormente había sido puesta fuera de servicio.

Retenido. Aparato o posición que estando en servicio o fuera de él no puede ser maniobrado. Debe quedar señalizado con la tarjeta de peligro.

Seguridad. Es la propiedad de una instalación para dar continuidad de servicio sin interrupción alguna durante fallos en los equipos de potencia, especialmente interruptores y barras.

Separata. División en partes o fases del proyecto base de forma que puedan ser contratadas independientemente. Es un proyecto con entidad propia, que es parte integrante de otro proyecto global y con presupuesto también incluido dentro del proyecto global.

Tensión más elevada para el material. La mayor tensión eficaz entre fases para la cual se define el material, en lo que se refiere al aislamiento y determinadas características que están eventualmente relacionadas con esta tensión, en las normas propuestas para cada material.

Tensión soportada nominal a frecuencia industrial. Es el valor eficaz de una tensión alterna sinusoidal a frecuencia industrial, que el material considerado debe ser capaz de soportar sin perforación ni contorneamiento durante los ensayos realizados en las condiciones especificadas.

Tensión soportada nominal a los impulsos de tipo maniobra o de tipo rayo. Es el valor de cresta de la tensión soportada a los impulsos de tipo maniobra o de tipo rayo prescrita para un material, el cual caracteriza el aislamiento de este material en lo relativo a los ensayos de tensión soportada.

Terminales homólogos. Terminales de alta tensión y terminales de baja tensión, asociados convenientemente, con objeto de poder definir el desfase entre las tensiones correspondientes. En definitiva, como los devanados primario y secundario están sometidos a tensiones alternas, habrá en cualquier instante un terminal de alta y uno de baja a mayor o menor potencial que los otros terminales, y se denominarán «terminales homólogos».

UNE. Una Norma Española.

UNESA. Asociación Española de la Industria Eléctrica.

Páginas web de interés

Empresa	Producto	Página Web
Siemens	Subestaciones	www.energy.siemens.com
ABB	Subestaciones	www.abb.com
Chint	Subestaciones	www.chintelectrics.es

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Actividades de comprobación

Algunas preguntas pueden tener varias respuestas.

5.1. En el anteproyecto debe figurar:

- **a)** Memoria.
- **b)** Presupuesto.
- **c)** Pliego de condiciones.
- **d)** Planos.

5.2. La sustitución de un transformador por otro de características técnicas distintas, incluso de potencia o tensión asignada superior, sin que sea preciso modificar barras o aparamenta por estar prevista la ampliación o modificación en el proyecto original, necesita únicamente memoria y puesta en servicio.

- **a)** Verdadero.
- **b)** Falso.

5.3. Un proyecto tipo incorpora, entre otros, las normas de prevención de riesgos laborales.

- **a)** Verdadero.
- **b)** Falso.

5.4. El documento de estudios con entidad propia no es un documento básico de un proyecto.

- **a)** Verdadero.
- **b)** Falso.

5.5. En el documento de la memoria debe figurar el requisito de diseño.

- **a)** Verdadero.
- **b)** Falso.

5.6. En el documento de la memoria debe figurar el orden de prioridad entre los documentos básicos.

- **a)** Verdadero.
- **b)** Falso.

5.7. Un TI de clase 1 indica:

- **a)** Que tiene un error del 10 % sobre su fondo de escala.
- **b)** Que tiene un error del 1 % sobre su fondo de escala.
- **c)** Que no se pueden medir corrientes superiores a 1 A.

5.8. Un TI 30 VA – 5P20 indica que cuando está sometido a una intensidad 20 veces menor que su corriente nominal y que alimenta a su carga nominal (30 VA con In), tiene un error garantizado inferior al 5 %.

- **a)** Verdadero.
- **b)** Falso.

5.9. Los transformadores de interconexión AT/MT pueden tener el devanado de AT en triángulo.

- **a)** Verdadero.
- **b)** Falso.

5.10. Según la norma que se aplique, la designación del primario de un transformador puede ser (puedes acceder a más información en los Anexos de este libro, a los que puedes acceder a través de la ficha web de la obra en http://www.paraninfo.es mediante un sencillo registro desde la sección de «Recursos previo registro»):

- **a)** U o H1.
- **b)** u o X1.
- **c)** V o H3.
- **d)** w o X3.

Actividades de aplicación

5.1. En la siguiente tabla, rellena las celdas vacías con la designación ANSI (puedes acceder a más información en los Anexos de este libro, a los que puedes acceder a través de la ficha web de la obra en http://www.paraninfo.es mediante un sencillo registro desde la sección de «Recursos previo registro»):

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Número	Descripción
4	
27	
29	
35	
37	
41	
46	
47	
53	
54	
I >	
Io >	
Io ←	
ΔI	
U <	
Q ←	

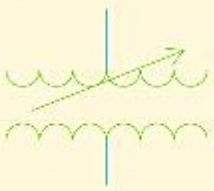
5.2. ¿Qué indica en una envolvente IP23? (Puedes acceder a más información en los Anexos de este libro, a los que puedes acceder a través de la ficha web de la obra en http://www.paraninfo.es mediante un sencillo registro desde la sección de «Recursos previo registro»).

5.3. En la siguiente figura, indica:

a) ¿De qué símbolo se trata?

b) ¿Qué significa la flecha del mismo?

c) ¿Qué indican los números subrayados?

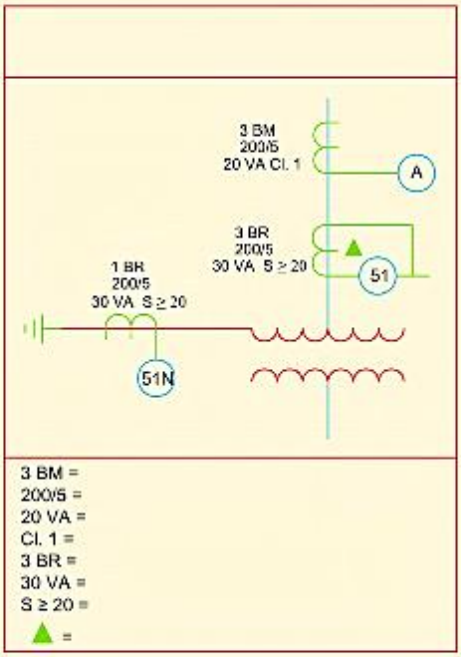


60 ± 8 x 0,733
50 ± 8 x 0,555

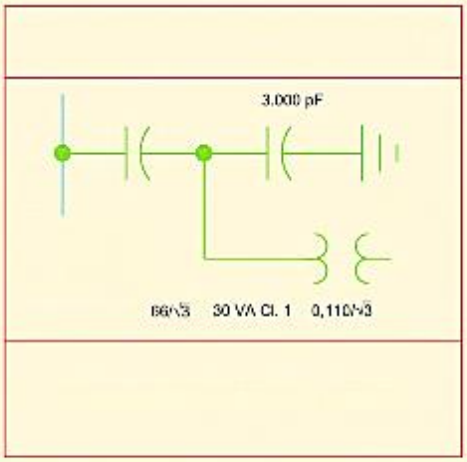
22,16,3

5.4. Indica de forma numérica los valores de un transformador con tres arrollamientos. El primario de 100 MVA y 220 kV con regulación en carga de ± 8 escalones de 3,4 kV cada uno, y dos secundarios de 60 MVA y 20 kV, y de 40 MVA y 6,6 kV.

5.5. Indica qué significan las letras del siguiente esquema:



5.6. En la siguiente figura, indica de qué esquema se trata y qué significan sus valores.



© Ediciones Paraninfo

CamScanner

ACTIVIDADES FINALES

5.7. Los servicios auxiliares de corriente alterna tendrán una tensión de 400/230 V, 50 Hz [_____].

5.8. Los transformadores de servicios auxiliares y el grupo electrógeno se dimensionarán para [_____].

5.9. El automatismo de conmutación dispondrá de enclavamiento y bloqueo de forma que nunca se puedan [_____].

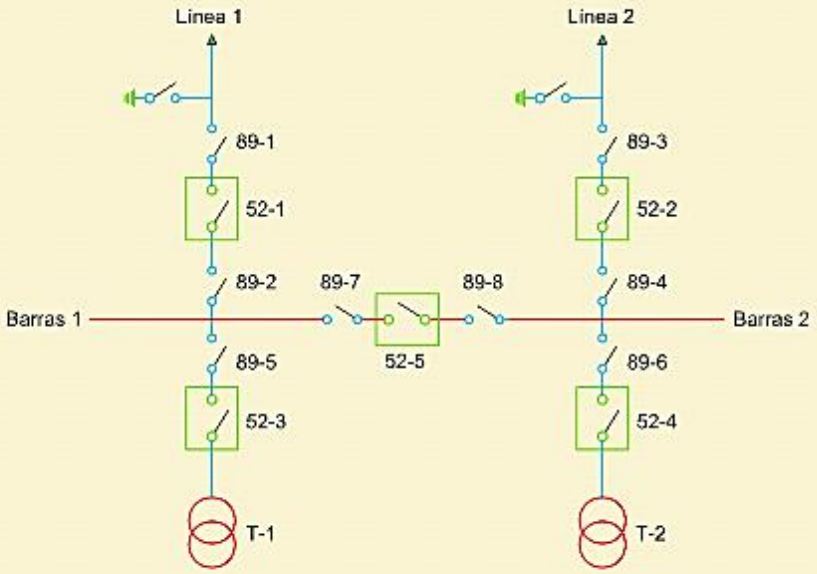
5.10. Los sistemas de corriente continua tienen la función de alimentar a los servicios más críticos [_____].

5.11. El sistema de 48 V CC tiene la función de alimentar [_____].

5.12. En el siguiente esquema, indica:

a) ¿Qué símbolos son el 52 y el 89?

b) Rellena las celdas vacías de la tabla.



Configuración	Maniobra	Cierre secuenciado	Apertura secuenciada
	Conectar la línea 1 a barras		
	Desconectar la línea 1 de barras		
	Conectar T-1 a barras		
	Desconectar barras 1 de barras 2		

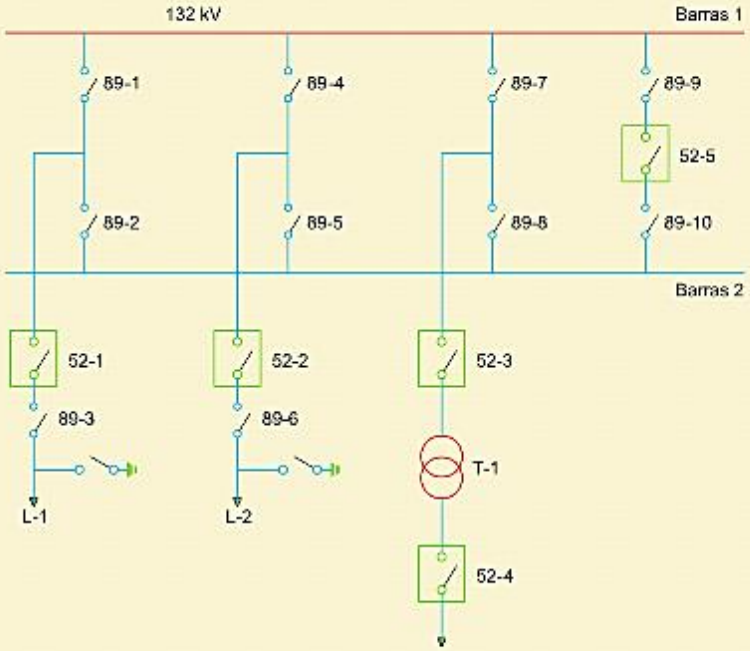
© Ediciones Paraninfo

CamScanner

5.13. La subestación que se indica en la siguiente figura tiene un doble juego de barras, dos líneas de 132 kV, un transformador y una posición de acoplamiento de barras. La línea L-1 es la alimentadora y está conectada a barras 1. Todos los demás aparatos de corte están abiertos.

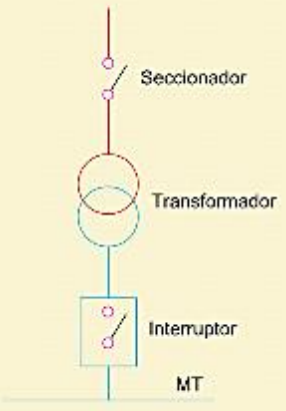
Indica las maniobras necesarias, rellenando las celdas vacías de la tabla, para:

- Cerrar la línea L-2 conectándola a barras 1.
- Estando L-1 y L-2 cerradas y conectadas a barras 1, pasar todo el servicio a barras 2, dejando fuera de servicio barras 1.



Maniobras en subestaciones eléctricas			
Configuración	Maniobra	Cierre secuenciado	Apertura secuenciada

5.14. En la figura de la derecha de la conexión de un transformador a una línea de AT con tensión, ¿qué condición debe cumplir el seccionador?



© Ediciones Paraninfo

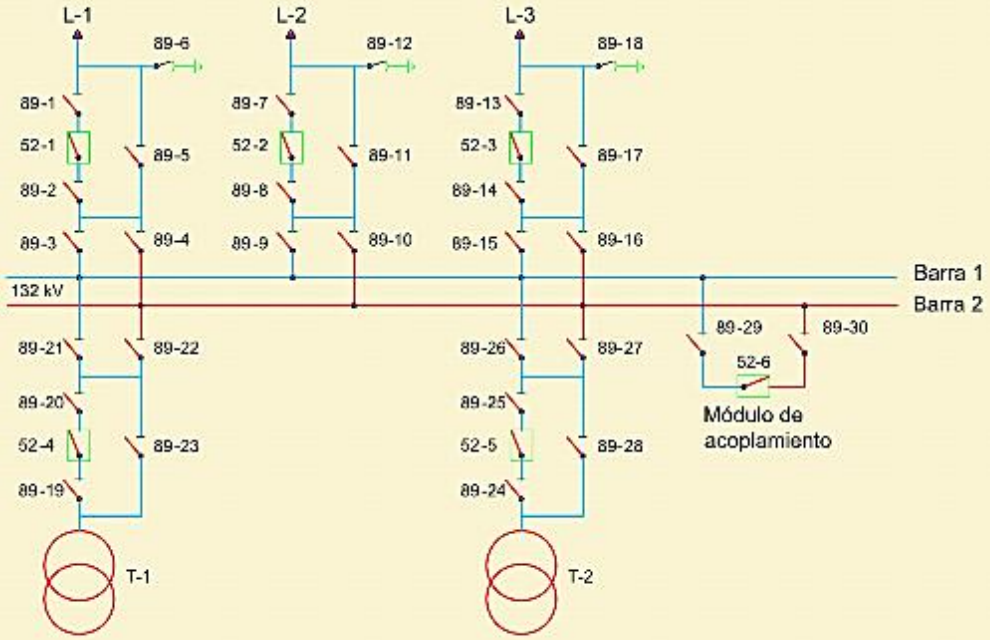
CamScanner

5.15. En el siguiente esquema de una subestación existen tres líneas de 132 kV, con seccionamiento de *bypass*, que se conectan a un doble juego de barras de las cuales parten los módulos para alimentar los transformadores T-1 y T-2.

La línea alimentadora L-1 está conectada a barras 1. La línea L-2 se alimenta de dichas barras, así como los transformadores.

Indica las maniobras necesarias, rellenando las celdas vacías de la tabla, para:

- Dar servicio a barras 2 mediante L-3.
- Estando el transformador T-2 alimentado por barras 1, pasar a alimentarlo por barras 2.
- Estando las líneas L-1 y L-2 y el transformador T-1 conectados a barras 1, y L-3 y T-2 a barras 2, poner por *bypass* la línea L-2. La realización de esta maniobra implica alimentar previamente L-1 y T-1 por barras 2.
- Reponer el servicio de la línea L-2 a través de su posición.

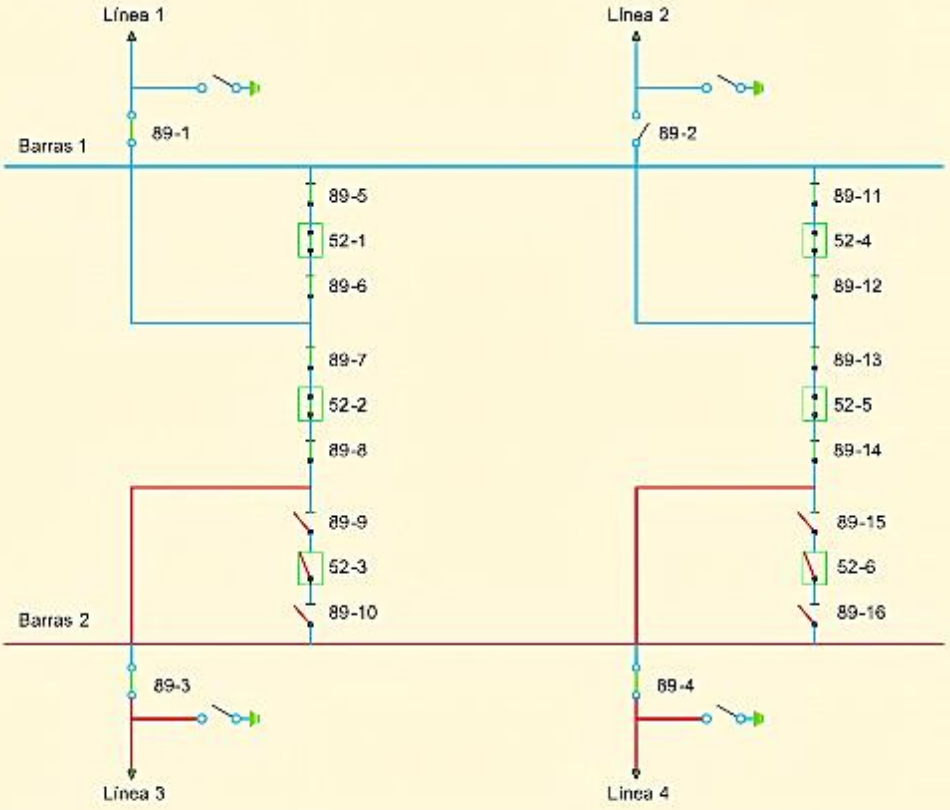


Maniobras en subestaciones eléctricas			
Configuración	Maniobra	Cierre secuenciado	Apertura secuenciada

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

5.16. En el siguiente esquema de una subestación en configuración de interruptor y medio, indica cómo están conectadas las líneas a las barras.



Línea	Conectada		No conectada	
	Barras 1	Barras 2	Barras 1	Barras 2
Línea 1				
Línea 2				
Línea 3				
Línea 4				

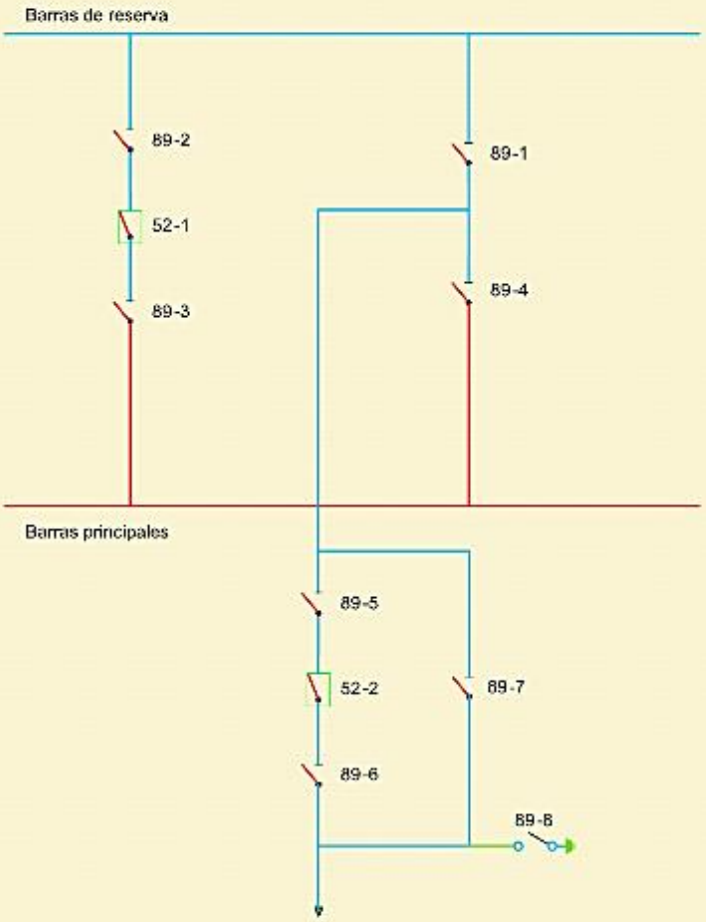
5.17. Indica, en el siguiente esquema de una subestación eléctrica cómo se realizaría la maniobra, con sus respectivos enclavamientos, para:

a) Cerrar 89-6.

b) Cerrar 89-7.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner



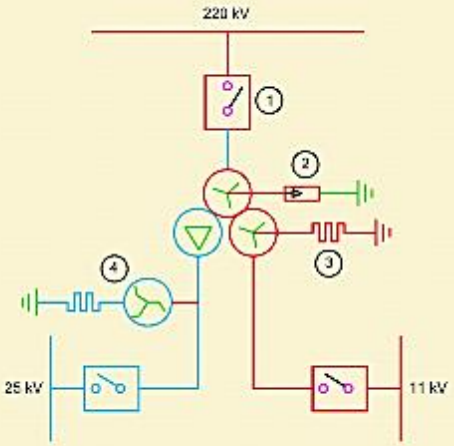
5.18. En la siguiente figura, indica qué significan los símbolos marcados con números.

1 =

2 =

3 =

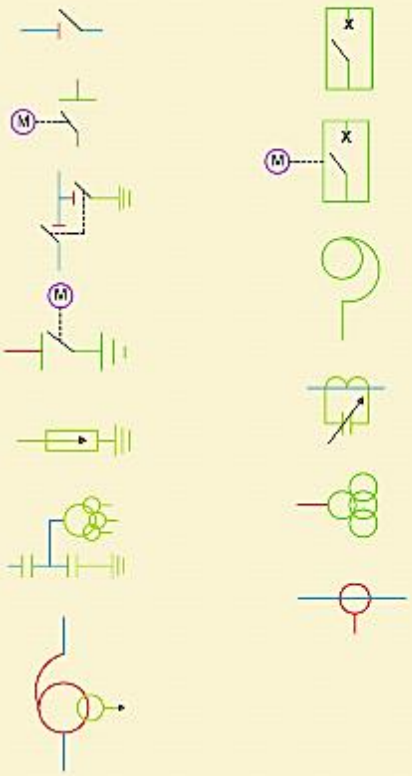
4 =



© Ediciones Paraninfo

CamScanner

5.19. Indica qué significan los siguientes símbolos:



5.20. En la siguiente figura, indica:

a) ¿De qué instalación se trata?

b) ¿Qué significan los símbolos?

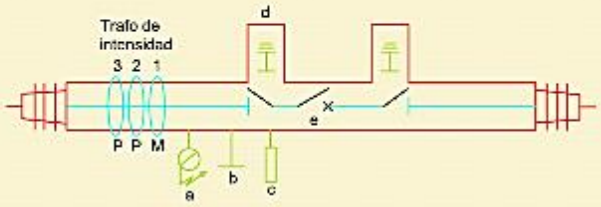
a =

b =

c =

d =

e =



5.21. En la siguiente figura, indica los elementos que están numerados:

1 =

2 =

3 =

4 =

5 =

6 =

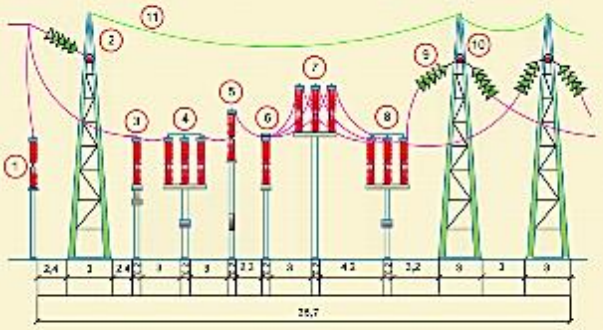
7 =

8 =

9 =

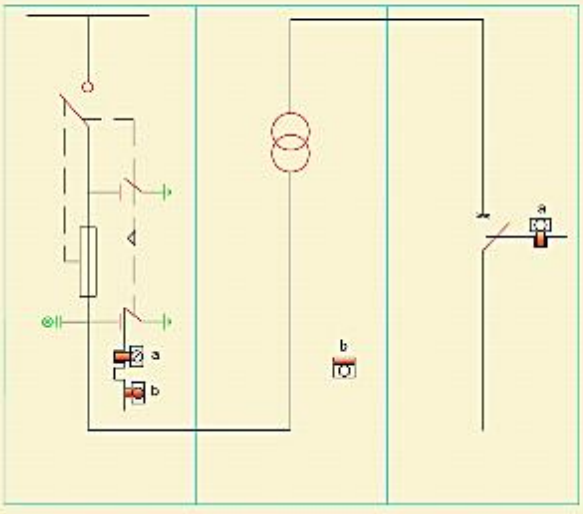
10 =

11 =



5.22. En la siguiente figura se exponen una serie de enclavamientos que puedes ver en los Anexos (a los que puedes acceder a través de la ficha web de la obra en http://www.paraninfo.es mediante un sencillo registro desde la sección de «Recursos previo registro»). Indica:

a) El objetivo del enclavamiento del esquema adjunto.



© Ediciones Paraninfo

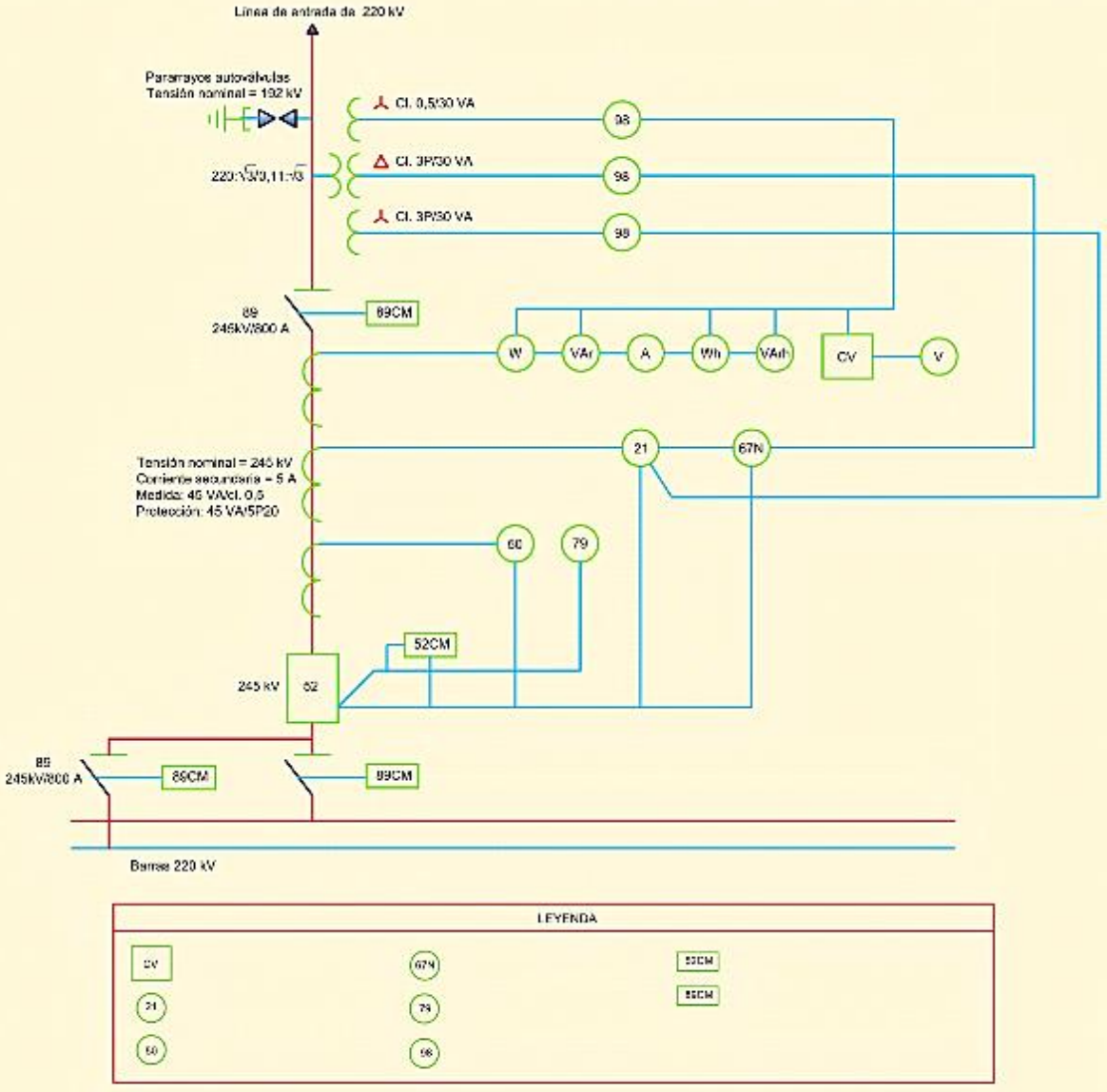
CamScanner

b) Tipo de enclavamiento de las Figuras 1 y 2.

Figura 1 =

Figura 2 =

5.23. En la siguiente figura indica qué significan los siguientes símbolos:



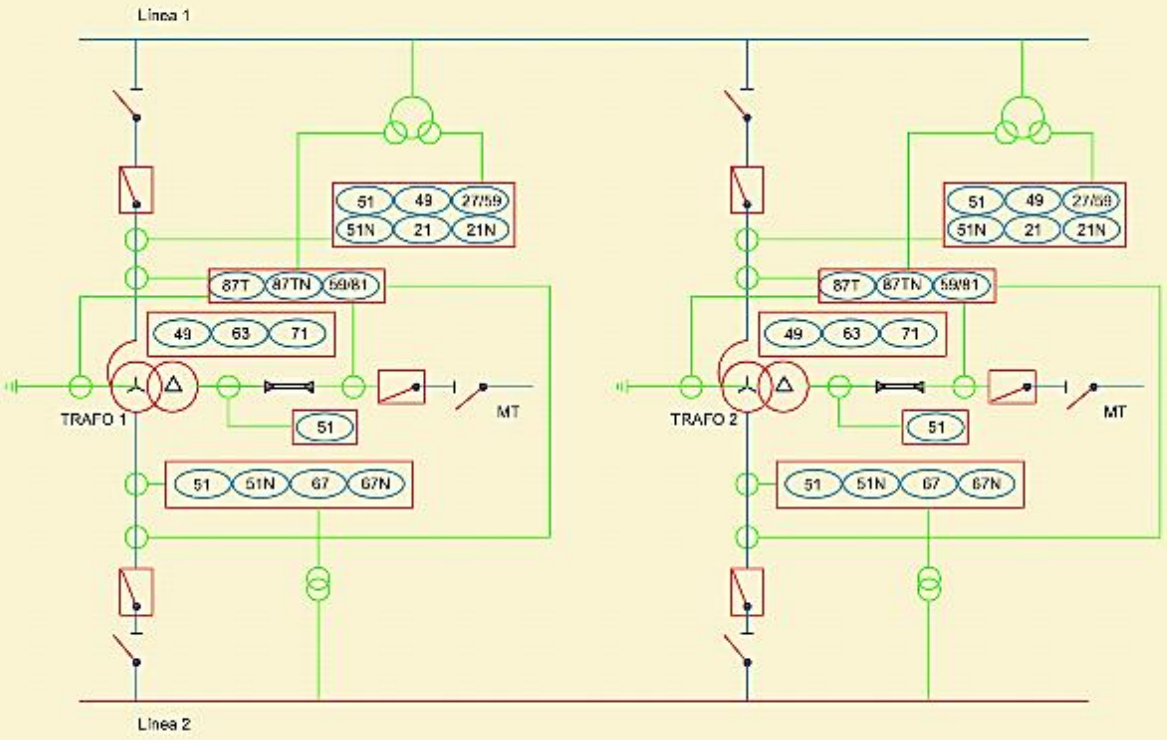
© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Actividades de ampliación

5.1. Realiza, en dos grupos de alumnos, un informe sobre los símbolos que aparecen en la figura y dibuja con un programa de CAD dicho esquema.

Tienes información en Anexos (a los que puedes acceder a través de la ficha web de la obra en http://www.paraninfo.es mediante un sencillo registro desde la sección de «Recursos previo registro»).



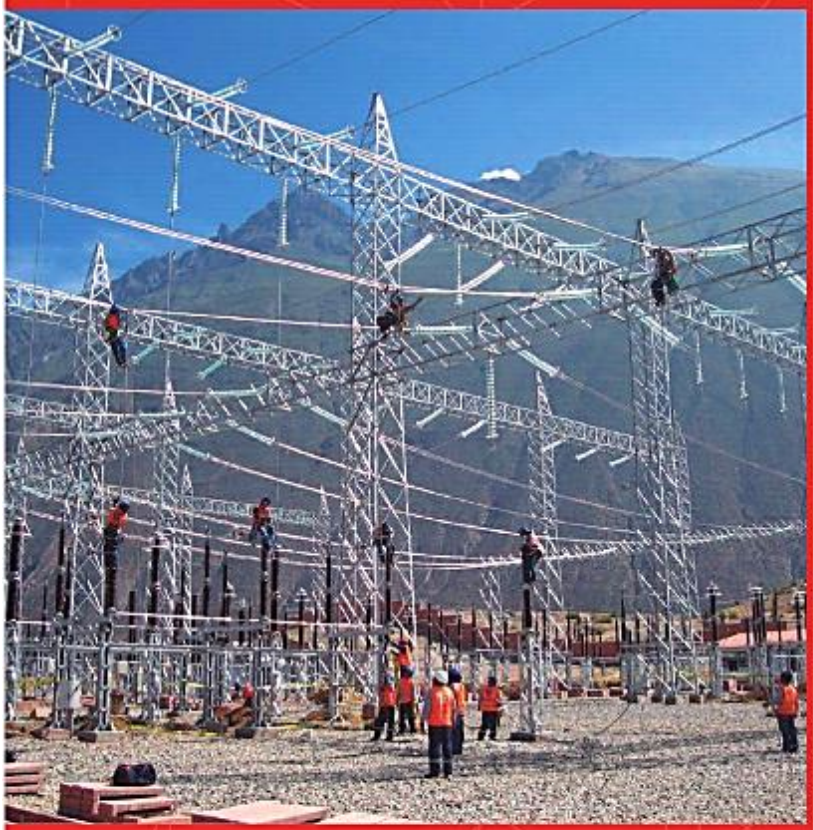
Código	Descripción	Código	Descripción
21		59/81	
21N		63	
27		67	
49		67N	
50		71	
51		87T	
51N		87TN	
59			

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Montaje y mantenimiento de subestaciones

6



En el montaje y mantenimiento de una subestación eléctrica existe una serie de procedimientos establecidos.

Se pretende que el alumnado interprete las distintas operaciones que se realizan y distinga los distintos formularios que se suelen incluir en el montaje y mantenimiento.

Puede ser interesante que el alumnado utilice algún programa informático de mantenimiento de los muchos que existen en el mercado.

Contenidos

- 6.1. Montaje y puesta en servicio de subestaciones eléctricas. Procedimiento de ejecución
- 6.2. Cronograma de montaje de una subestación
- 6.3. Procedimiento de descargos de una instalación eléctrica de AT
- 6.4. Mantenimiento de una subestación eléctrica

Objetivos

- Interpretar el procedimiento de ejecución de la instalación de una subestación eléctrica.
- Conocer los distintos trabajos a realizar en la obra civil.
- Describir las pruebas de campo una vez finalizado el montaje de la subestación.
- Determinar el procedimiento a seguir en un descargo.
- Distinguir los distintos formularios que se utilizan para realizar trabajos en una subestación.
- Interpretar los manuales de usuario para el montaje indicados por el fabricante del producto.
- Reconocer los distintos tipos de mantenimiento.
- Detallar el proceso en los distintos tipos de mantenimiento.
- Analizar los distintos tipos de fichas utilizados en el mantenimiento.

CamScanner

6.1. Montaje y puesta en servicio de subestaciones eléctricas. Procedimiento de ejecución

En este apartado se analizan los distintos elementos que son precisos tanto para el montaje como para la posterior puesta en servicio de una subestación eléctrica.

A la hora de realizar el montaje y la puesta en servicio de una subestación eléctrica debemos tener en cuenta, entre otras cuestiones, las especificaciones particulares que sobre subestaciones tienen publicadas las principales compañías eléctricas.

El proceso de ejecución de la instalación se describe en la Figura 6.1.

En los siguientes apartados se amplía la información sobre algunas partes que componen el proceso de ejecución descrito anteriormente.

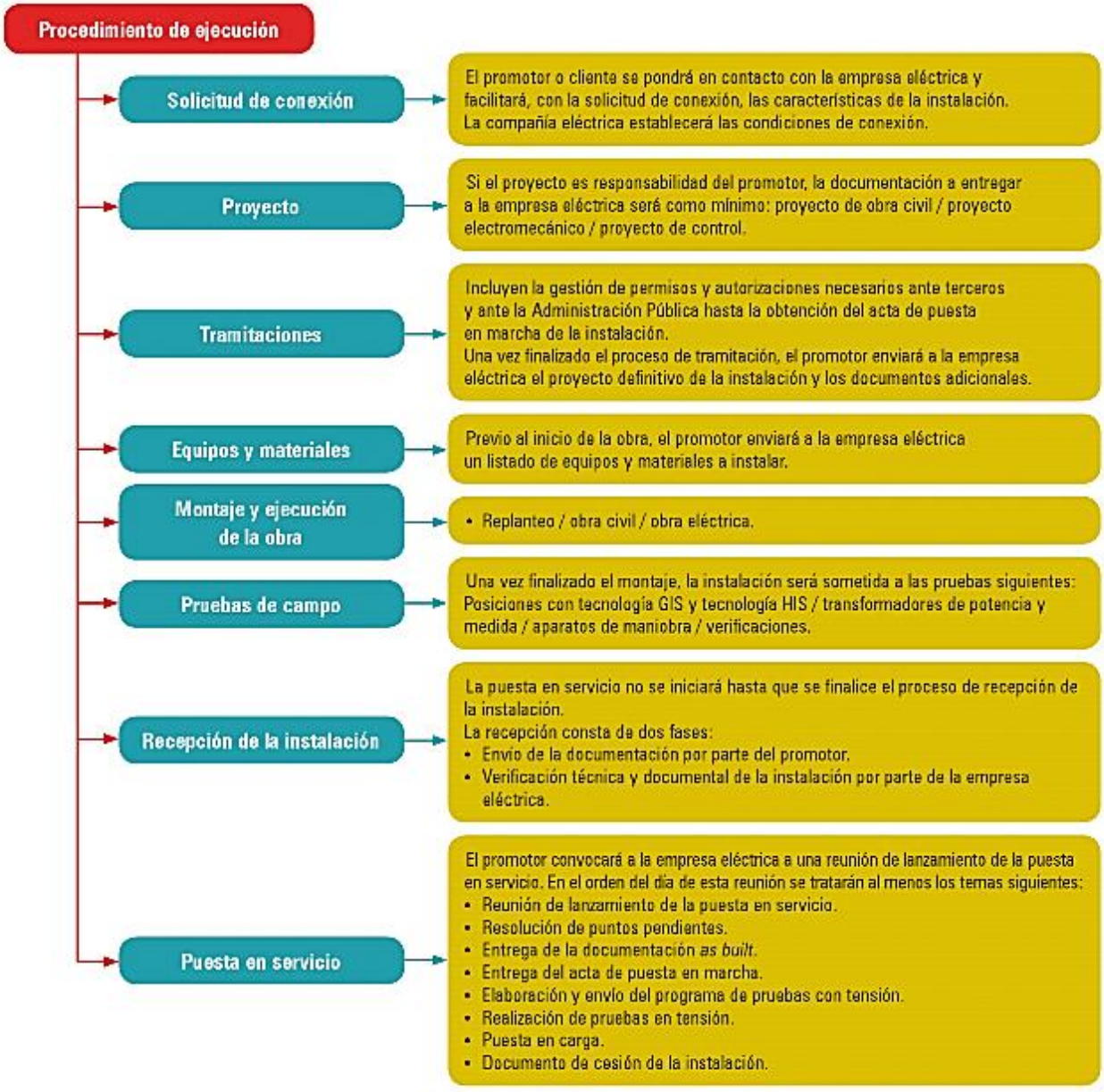


Figura 6.1. *Proceso de ejecución de la instalación de una subestación eléctrica.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

6.1.1. Montaje y ejecución de la obra

Antes del inicio de la obra se mantendrá una reunión de lanzamiento en la que estarán presentes el promotor, el contratista que ejecute los trabajos y un técnico que represente a la empresa eléctrica.

En dicha reunión se llevarán a cabo el replanteo de la obra civil y eléctrica y una planificación de los trabajos en la que se recojan las principales actividades y sus fechas aproximadas de ejecución. También quedarán definidos los puntos que se consideren de inspección y control a lo largo de la ejecución de la obra y que deberán ser realizados por el supervisor asignado por la empresa eléctrica, en presencia del promotor. De esta reunión se levantará un acta que deberá ser firmada por las tres partes.

En el montaje se puede distinguir:

a) Obra civil

Comprende todos los trabajos y las ejecuciones de obras que sean precisos para la recepción y posterior montaje de toda la aparamenta y equipos que compondrán la subestación, así como todos los sistemas complementarios que se integrarán en la misma.

La obra civil podrá tener, entre otros, todos o algunos de los trabajos relacionados a continuación:

- Explanación.
- Desbrozado de terrenos.
- Acondicionamiento del terreno según el informe geotécnico.
- Red de drenajes para toda la subestación. Las arquetas colectoras serán registrables en toda su superficie.
- Canalizaciones y zanjas para tendido de cables.
- Bancada para transformadores de potencia con foso colector y depósito de recogida de aceite del transformador.
- Viales.
- Cimentaciones de soportes y estructuras.
- Edificios con diferentes salas.
- Cerramiento de la subestación.
- Red de tierras.
- Cimentaciones para los báculos y soportes de proyectores empleados para el alumbrado del recinto.

Figura 6.2. *Colocación de soportes para raíles. Fuente: Deltabat.*

SABÍAS QUE

Las dimensiones pequeñas de los equipos GIS hacen que se requieran pocas cimentaciones y poco movimiento de tierras.

Para asegurar los equipos no hace falta nada más que unos anclajes y algunos soportes de acero.

Figura 6.3. *Construcción de viales. Fuente: Deltabat.*

Figura 6.4. *Montaje de raíles de transformador. Fuente: Deltabat.*

Figura 6.5. *Construcción de muros cortafuegos de transformadores. Fuente: Deltabat.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Figura 6.6. *Montaje de un edificio de una subestación. Fuente: Daltabat.*

Figura 6.7. *Armado de forjado. Fuente: Daltabat.*

SABÍAS QUE

Al finalizar los trabajos de obra civil se llevará a cabo una reunión (entre las partes) con objeto de certificar la correcta ejecución de los trabajos.

También se verificará que se ha retirado del lugar de la obra el material no deseado (equipos, herramientas, maquinaria, sobrantes o desperdicios de obra).

ENLACES WEB

En el siguiente enlace puedes ver algunas partes del montaje de una subestación eléctrica:
http://fotosdeelectricidad.es/?page_id=747

b) Obra eléctrica

La obra eléctrica podrá tener, entre otros, todos o algunos de los trabajos relacionados a continuación:

- Montaje de equipos de AT y/o BT.
- Montaje de equipos auxiliares (transformador de servicios auxiliares, rectificadores-batería de corriente continua, cuadro de servicios auxiliares y equipos de comunicación).
- Montaje de transformadores de potencia.
- Interconexión de equipos.
- Tendido de cables de potencia.

Figura 6.8. *Montaje de trafos de medida.*

- Tendido de cables de control, protección, alimentaciones en corriente alterna y continua, comunicaciones y telecontrol.
- Conexionado de los elementos existentes en la subestación a la red de puesta a tierra subterránea.

Ejemplos de deficiencias técnicas de obligada resolución

Para poder dar conformidad a la instalación, se indican unos ejemplos de deficiencias técnicas de obligada resolución, como son los siguientes:

- Reducción de distancias de seguridad.
- Reducción de distancias de aislamiento.
- Degradación o defecto importante en el aislamiento.
- Falta de continuidad del circuito de tierra.
- Tensiones de paso y contacto superiores a los valores límite admisibles.
- Falta de protección adecuada contra cortocircuitos y sobrecargas en los materiales.
- Materiales y equipos no acordes con la lista aceptada en el proyecto.
- Defectos en las conexiones de los conductores de protección a las masas, cuando estas conexiones fueran preceptivas.
- Sección insuficiente de los cables y circuitos de tierra.
- Existencia de partes o puntos de la instalación cuya defectuosa ejecución o mantenimiento pudiera ser origen de averías o daños.
- Naturaleza o características no adecuadas de los equipos utilizados.
- No coincidencia entre las condiciones reales de la instalación con las condiciones de cálculo del proyecto.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Figura 6.9. *Montaje de embarrados. Fuente: Elinsa.*

Figura 6.10. *Montaje de cadenas de aisladores. Fuente: Syse.*

Figura 6.11. *Montaje de seccionadores. Fuente: Syse.*

Figura 6.12. *Conexionado en un trafo de potencia. Fuente: Syse.*

Figura 6.13. *Montaje del depósito de expansión de un transformador. Fuente: Sieesa.*

Figura 6.14. *Montaje de interruptores de potencia. Fuente: Sieesa.*

Figura 6.15. *Excavación para cambio de interruptores en subestación. Fuente: Grupo OCA.*

Figura 6.16. *Montaje de canalizaciones para cambio de interruptores en subestación. Fuente: Grupo OCA.*

6.1.2. Pruebas en campo

Una vez finalizado el montaje, la instalación será sometida a los siguientes ensayos (según norma UNE) en campo:

- Posiciones con tecnología GIS (UNE-EN 62271-201).
- Posiciones con tecnología HIS (UNE-EN 62271-205).
- Transformadores de potencia (UNE-EN 60076).
- Transformadores de medida (UNE-EN 60044-1, 60044-2 y 60044-5).
- Aparatos de maniobra (UNE-EN 62271-100 para interruptores y 62271-100 para seccionadores).

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Además, se realizarán las siguientes verificaciones:

- Medidas de las tensiones de paso y contacto.
- Verificación de las distancias mínimas de aislamiento en aire (cuando aplique) entre partes en tensión, y entre estas y tierra.
- Verificación visual y ensayos funcionales del equipo eléctrico y de las partes de la instalación.
- Pruebas funcionales de los relés de protección y de los enclavamientos montados en obra.
- Prueba de estanqueidad del gas SF6 y medición de humedad del gas SF6.
- Comprobación de que existen el esquema unifilar de la instalación y los manuales con instrucciones de operación y mantenimiento de los equipos y materiales.

Figura 6.17. *Pruebas en campo de un transformador. Fuente: REA.*

Figura 6.18. *Pruebas en campo de interruptores de potencia. Fuente: Syse.*

6.1.3. Recepción de la instalación

La puesta en servicio no se iniciará hasta que se finalice el proceso de recepción de la obra.

La recepción consta de dos fases:

- Envío de la documentación por parte del promotor (documentación legal, administrativa y técnica).
- Verificación técnica y documental de la instalación por parte de la empresa eléctrica.

La *documentación legal y administrativa* exigida es la siguiente: escritura de propiedad del terreno o, en su defecto, autorización del uso del mismo, autorización por tiempo indefinido del acceso a la parcela por parte de la empresa eléctrica, autorización administrativa, aprobación del proyecto por la Delegación de Industria, *Estudio de seguridad y salud* tramitado con autorización y aprobación de la Administración, *Declaración de impacto ambiental, Declaración de utilidad pública* (si procede), permisos de particulares y organismos afectados, licencias de ayuntamientos, copia del certificado de fin de obra, incluyendo las modificaciones *as built*, acta de puesta en marcha, certificado de autorización de modelo de los equipos de medida, expedido por la Administración competente, protocolos de ensayos metrológicos de los contadores y transformadores de medida, expedido por los laboratorios del Servicio de Industria de la comunidad autónoma donde se ubica la instalación, contrato de cesión de la instalación y certificado de verificación inicial previa a la puesta en servicio.

La *documentación técnica exigida* es la siguiente: copia del certificado de fin de obra, colección de planos *as built*, declaración de conformidad de cumplimiento de las especificaciones particulares de la empresa eléctrica, documentación técnica de equipos (manuales técnicos y protocolos de ensayo en fábrica), ajustes de protecciones y manuales de operación y mantenimiento.

Figura 6.19. *Pruebas en subestación GIS.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

6.1.4. Puesta en servicio de la instalación

El promotor convocará a una reunión a la empresa eléctrica.

Figura 6.20. *Montaje con barquilla de equipos de una subestación.*

En el orden del día de esta reunión se tratarán al menos los siguientes temas:

- Comprobación del cumplimiento de los requisitos previos (disponibilidad de la documentación legal, existencia de proyecto visado, autorizado y aprobado por la Delegación de Industria competente, disponibilidad de la documentación genérica, existencia de la relación de repuestos disponibles, en el supuesto de que existan, disponibilidad de los registros de realización de las pruebas en fábrica, así como de las pruebas en campo, y realización de la inspección visual de las líneas).
- Verificación del cumplimiento de los requisitos mínimos de la instalación y autorización de paso a fase de puesta en servicio.
- Aprobación del programa de pruebas para la puesta en servicio de la instalación.
- Condiciones previas para la puesta en marcha. En dicha reunión la empresa eléctrica definirá los requisitos de operación, protecciones y automatización de la red para su puesta en servicio.

El promotor se encargará de:

- Llevar a cabo las actuaciones necesarias para solucionar los puntos que se han dejado pendientes.
- Realizar el proyecto *as built* con copias de toda la documentación en papel y soporte informático, así como los datos topográficos modificados.
- Solicitar y obtener el acta de puesta en marcha de la instalación a su nombre o al de la empresa eléctrica, según se acuerde, enviando previamente a la Delegación de Industria un escrito de intenciones sobre la cesión de la instalación a la empresa eléctrica. Además, hará entrega a la empresa eléctrica del acta de puesta en marcha previa a la puesta en tensión de la instalación.
- Coordinar con la empresa eléctrica el programa de pruebas con tensión en el que se indicarán la secuencia y fecha prevista de realización de las mismas.

SABÍAS QUE

El acta de puesta en marcha es un requisito imprescindible para energizar la instalación.

6.2. Cronograma de montaje de una subestación

En este apartado se indica, de forma resumida, un ejemplo de la secuencia y duración del proceso de montaje y puesta en servicio de una subestación.

SUBESTACIÓN		MESES																							
		1				2				3				4				5				6			
SEMANAS		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
OPERACIÓN	DÍAS																								
Acopio de materiales	25																								
Replanteo topográfico	10																								
Cierre perimetral	10																								
Acondicionamiento del terreno	55																								
Red de drenaje	10																								
Paso del acabo de trafos	10																								
Canalizaciones y zanjas	35																								
Cimentaciones	10																								
Estructuras para equipos	45																								
Montaje de equipos	50																								
Pruebas de equipos	35																								
Terminaciones del terreno	35																								
Recepción de obras finales	15																								

Figura 6.21. *Ejemplo de un cronograma de montaje de una subestación.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

6.3. Procedimiento de descargos de una instalación eléctrica de AT

En este apartado se presenta un ejemplo de un *procedimiento de descargo para la ejecución de trabajos sin tensión en instalaciones de alta tensión.*

En este procedimiento se establece el proceso a seguir para la realización de trabajos en las instalaciones eléctricas de alta tensión (MT, AT y MAT) o en su proximidad, sin tensión, para lograr la máxima seguridad de las personas que ejecutan maniobras y trabajos, y para que los trabajos causen la mínima perturbación en la explotación del sistema eléctrico.

Se entiende por descargo el conjunto de acciones coordinadas a seguir para dejar una instalación en condiciones de seguridad para trabajar en ella sin tensión, dentro de una zona de trabajo.

Su logro se fundamenta en tres principios básicos:

- La previa autorización para poder ejecutar trabajos en las instalaciones eléctricas de alta tensión mediante la solicitud de descargo.
- La constancia escrita de que se han tomado las medidas necesarias para garantizar la seguridad frente al riesgo eléctrico, mediante el permiso de trabajo.
- El compromiso de no realizar otros trabajos diferentes a los contemplados en la solicitud de descargo.

SABÍAS QUE

Una instalación en descargo no está todavía en condiciones admisibles para trabajar en ella.

6.3.1. Zona protegida y zona de trabajo

Se define como *zona protegida* la parte de una instalación de alta tensión en descargo, cuyos límites están definidos por las puestas a tierra y en cortocircuito colocadas entre los puntos de corte de las fuentes de tensión, sea en la proximidad de los mismos o no. Se colocará un candado de bloqueo en las tierras fijas.

SABÍAS QUE

Una zona protegida no puede considerarse como una instalación de AT preparada para efectuar trabajos.

SABÍAS QUE

Quien pide que se cree la zona protegida es el **solicitante.**

Quien decide la creación de la zona protegida es el **centro de control.**

Quien ordena y coordina la realización de la zona protegida es el **centro de control.**

Quien realiza la zona protegida es el **operador local.**

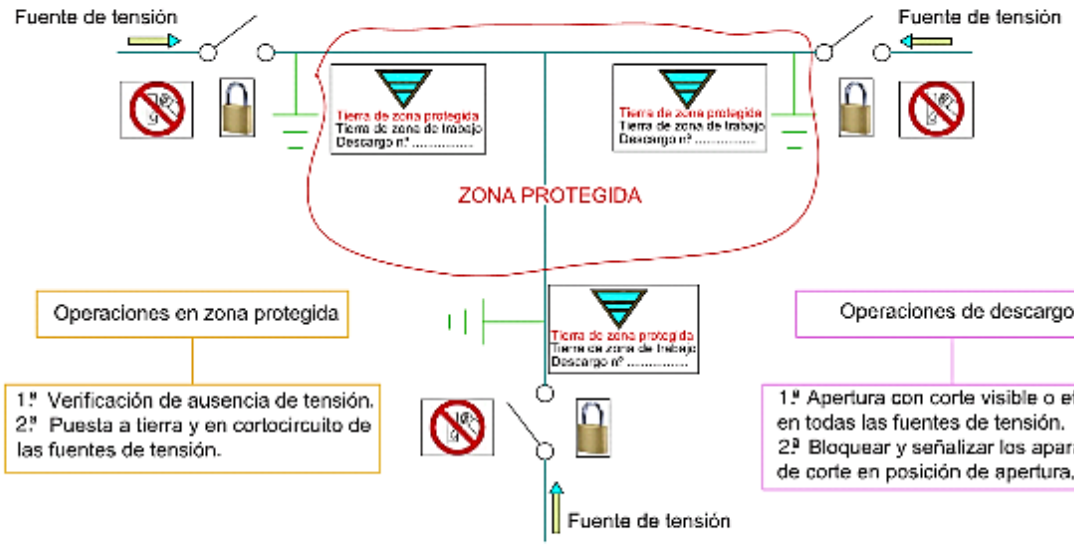


Figura 6.22. *Esquema de una zona protegida para trabajos sin tensión.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

SABÍAS QUE

A diferencia de las puestas a tierra (p. a. t.) de la zona de trabajo, las p. a. t. de la zona de protección podrán no ser visibles desde la zona de trabajo, bien debido a su alejamiento o a características de la instalación (subterránea, interior, entre otras.)

Se define como *zona de trabajo* la parte de la zona protegida definida por las puestas a tierra y en cortocircuito de todos los conductores que penetren en la misma. Estará señalizada y delimitada físicamente.

Las puestas a tierra se colocarán tan próximas como sea posible al lugar de trabajo, rodeando el mismo y de forma que sean visibles, siempre que sea posible, durante la ejecución de los trabajos.

Figura 6.23. *Trabajos en un transformador.*

ENLACES WEB

En el siguiente enlace puedes ver ejemplos de trabajos sin tensión en instalaciones de AT:
http://fotosdeelectricidad.es/?page_id=747

SABÍAS QUE

La zona de trabajo es la única donde se pueden realizar trabajos sin tensión.

La zona de trabajo puede coincidir con la zona protegida. No podrán coincidir cuando dentro de la zona protegida se realice más de un trabajo.

En un mismo descargo pueden coincidir varias zonas de trabajo.

SABÍAS QUE

Cada zona de trabajo dispondrá de sus tierras portátiles.

Si se utilizan las tierras fijas de las instalaciones, se bloquearán y señalizarán independientemente.

Figura 6.24. *Varias zonas de trabajo con el mismo descargo.*

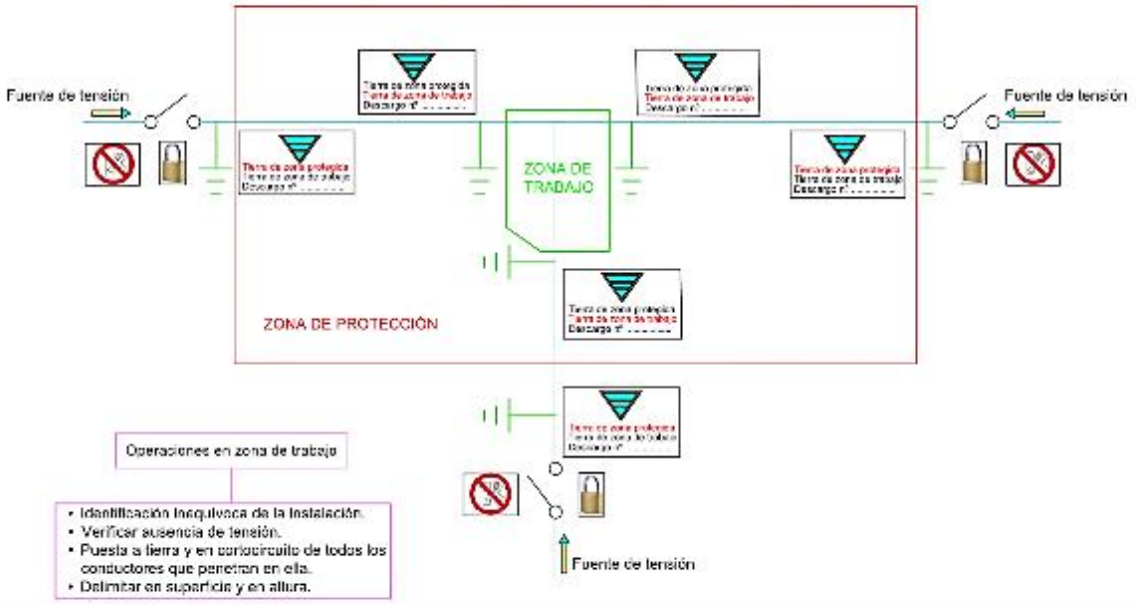


Figura 6.25. *Esquema de una zona de protección y de trabajo para trabajos sin tensión.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

SABÍAS QUE

Quien autoriza la creación de la zona de trabajo es el **centro de control**.

Quien establece y coordina la zona de trabajo es el **agente de zona de trabajo (AZT).**

Quien efectúa u ordena las operaciones para crear la zona de trabajo es el **agente de zona de trabajo (AZT).**

6.3.2. Estado de una instalación eléctrica

Las instalaciones eléctricas, en general, pueden estar, desde el punto de vista del servicio, de varias formas. En la Figura 6.26 se muestra un resumen de las mismas.

SABÍAS QUE

Para la realización de trabajos sin tensión con seguridad se deben cumplir las llamadas «5 reglas de oro».

6.3.3. Reposición de servicio

El proceso de reposición de la tensión comprenderá la eliminación de la zona de trabajo, de la zona protegida y la posterior actuación del COR (centro de operación de red).

La reposición de la tensión solo comenzará, una vez finalizados los trabajos, después de que se hayan retirado todos los trabajadores y que se hayan recogido de la(s) zona(s) de trabajo las herramientas y equipos utilizados.

A continuación, se indican los pasos a seguir en el caso de una subestación para cada cargo:

Jefe de trabajos

- Retirada, si las hubiera, de las protecciones adicionales y de la señalización que indica los límites de la zona de trabajo.
- Retirada de la puesta a tierra y en cortocircuito.
- Entrega de la instalación al agente de descargo.

ENLACES WEB

En el siguiente enlace puedes ver en qué consisten las llamadas «5 reglas de oro»: http://fotosdeelectricidad.es/?page_id=807

Figura 6.26. *Distintos estados de una instalación eléctrica.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Agente de descargo, siguiendo las instrucciones del COR

- Retirada, si las hubiera, de las protecciones adicionales.
- Retirada de la puesta a tierra y en cortocircuito.
- Desbloqueo y/o retirada de la señalización de los dispositivos de corte.
- Cierre de los circuitos para reponer la tensión no telemandados y aquellos que excepcionalmente fuera necesario maniobrar en local.

Figura 6.27. *Trabajos en una subestación de intemperie.*

SABÍAS QUE

Desde el momento en que se suprima una de las medidas inicialmente adoptadas para realizar el trabajo sin tensión en condiciones de seguridad, se considera en tensión la parte de la instalación afectada.

6.3.4. Modalidades de descargo

Por el tiempo de antelación requerido en la tramitación de la solicitud de descargo respecto al momento de la ejecución de los trabajos, el descargo se clasifica en:

- Programado: aquel que se había previsto en un programa previamente acordado con el centro de control.
- No programado: aquel que, no siendo programado, tampoco tiene carácter de urgencia por los trabajos a realizar.
- Urgente: aquel que se requiere inmediatamente antes de proceder a la ejecución de los trabajos.

Las distintas modalidades de un descargo se indican en la Figura 6.28.

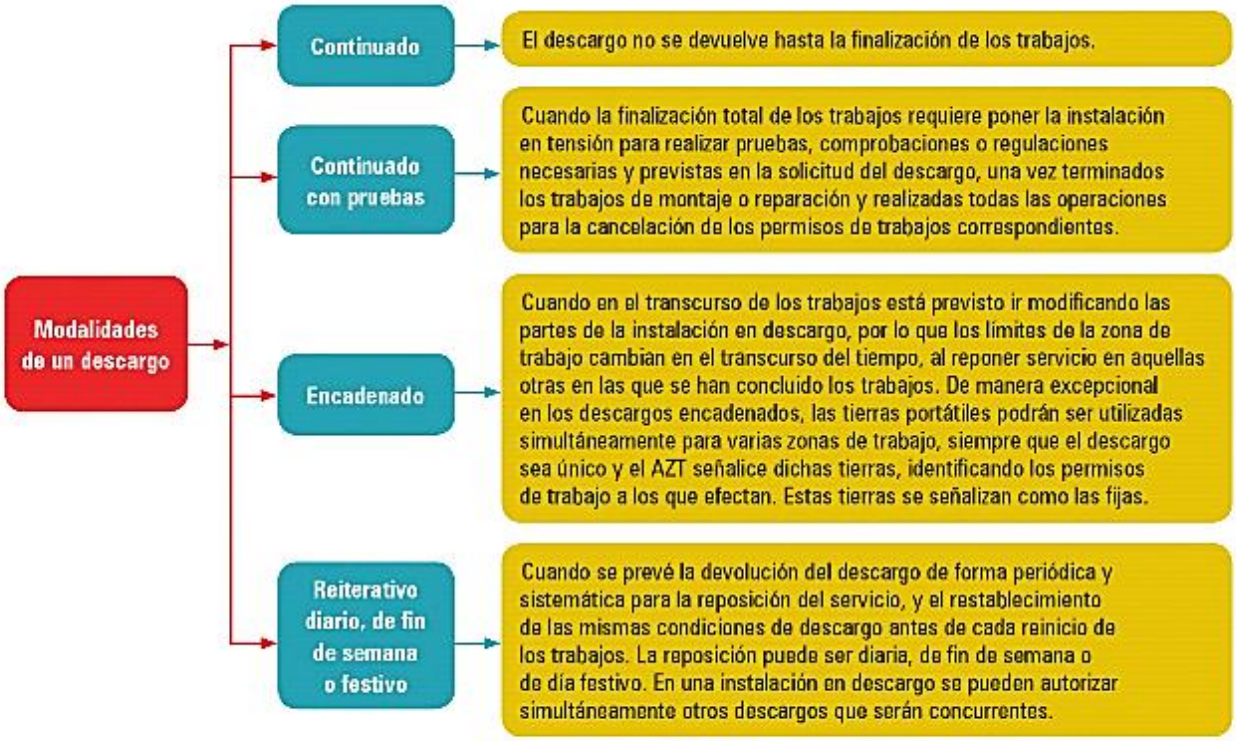


Figura 6.28. *Modalidades de descargos.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

6.3.5. Intervinientes en un descargo

En este apartado se analizan los principales elementos que intervienen en las distintas fases de un descargo, indicando la función de cada uno de ellos.

PETICIONARIO

Persona de una empresa eléctrica o de un cliente que requiere la concesión de un descargo.

Deberá dirigirse a una persona de la empresa eléctrica autorizada como solicitante.

SOLICITANTE

Persona de la empresa eléctrica autorizada para hacer la solicitud del descargo.

Define las características del descargo.

Designa el agente de zona de trabajo (AZT).

Envía la solicitud al centro de control (CDC) y la recibe del mismo una vez autorizada.

Entrega copia de la solicitud de descargo autorizada al AZT.

Recibe del AZT la copia de la solicitud de descargo que le entregó y el permiso de trabajo utilizado, y los archiva.

CENTRO DE CONTROL

Estudia la solicitud de descargo.

Decide la creación de la zona protegida.

Planifica, organiza y coordina las maniobras necesarias.

Comunica al solicitante la resolución.

Dirige, ejecuta y ordena la realización de la zona protegida.

Autoriza la creación de la zona de trabajo.

Recibe del AZT la devolución del descargo.

Los CDC dispondrán de una relación actualizada de solicitantes y de AZT autorizados.

El CDC puede actuar como solicitante.

OPERADOR LOCAL

Persona autorizada, trabajador cualificado con formación y experiencia que, conociendo la instalación, realiza las maniobras y operaciones ordenadas por el CDC.

AGENTE DE ZONA DE TRABAJO (AZT)

Características:

Persona, trabajador cualificado y recurso preventivo, con la formación adecuada, autorizada para establecer zonas de trabajo y emitir permisos de trabajo.
Designado por el solicitante en la solicitud de descargo.
Si es contratista, deberá estar autorizado por su empresa y aceptado por la empresa eléctrica.
El AZT debe disponer de una copia de la solicitud de descargo, autorizada por el CDC.

Competencias:

Efectuar o coordinar con el jefe de trabajos las operaciones necesarias para crear la zona de trabajo.
Entregar a cada jefe de trabajos su zona de trabajo, emitiendo los permisos de trabajo que correspondan.
Finalizados los trabajos, recibir de cada jefe de trabajos su zona de trabajo y cancelar los permisos de trabajo.
Efectuar o coordinar con el jefe de trabajos las operaciones necesarias para cancelar la zona de trabajo.
Devolver el descargo al CDC.
Enviar al solicitante la solicitud de descargo y los permisos de trabajo utilizados.

Actuaciones:

Podrá actuar como operador local si se lo pide el CDC, y viceversa.
Deberá estar siempre localizable por el CDC.
Su sustitución debe ser comunicada por el solicitante o por él mismo al CDC y al jefe de trabajos.

JEFE DE TRABAJOS

El jefe de trabajos podrá actuar también como agente de zona de trabajo.

Características:

Persona, trabajador cualificado, que coordina localmente el trabajo, siendo responsable del mismo a los efectos de este procedimiento.

Competencias:

Acordar con el AZT la creación de la zona de trabajo.
Reconocer y aceptar firmando y recibiendo el permiso de trabajo de la zona de trabajo.
Informar a los componentes de su equipo de los límites de la zona de trabajo.
Velar para que los trabajos se realicen con arreglo a las normas de seguridad.
Controlar las incorporaciones y reincorporaciones de personas a la zona de trabajo.
Retirar materiales y herramientas utilizados, y prohibir la entrada a la zona de trabajo una vez acabados los trabajos.
Devolver la zona de trabajo y el permiso de trabajo al AZT.

EQUIPO DE TRABAJO

Personas encargadas de realizar el trabajo, bajo la coordinación del jefe de trabajos.
Debe conocer las condiciones de seguridad de la zona de trabajo antes de intervenir en la misma.
Puede sugerir las medidas adicionales que considere necesarias.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

6.3.6. Formularios utilizados en trabajos y maniobras

En este apartado se indica una serie de formularios que se suelen utilizar a la hora de realizar trabajos en una instalación eléctrica.

a) Solicitud de permiso de trabajo

Garantiza que se han tomado las medidas de seguridad frente al riesgo eléctrico.

Tabla 6.1. Formulario de solicitud de permiso de trabajo

Solicitud de permiso de trabajo

Texto del permiso:	Jefe de turno / permiso concedido
Inicio previsto:	Nombre:
Fin previsto:	Fecha y hora:
Requerido por:	
Observaciones:	Supervisor del trabajo / recibí
Ubicación técnica:	Nombre:
Concedido por:	Fecha y hora:

Identificación de los riesgos

N.º	Descripción de los riesgos	1	2	3	4	5	6	7	8	9	11	14
1	Caída de personas al mismo nivel											
2	Caída de personas a distinto nivel											
3	Caída de objetos											
4	Choques y golpes											
5	Atrapamientos											
6	Cortes											
7	Proyecciones											
8	Contactos térmicos											
9	Contactos eléctricos / arco eléctrico											
10	Explosiones											
11	Incendios											
12	Confinamiento											
13	Sobrecarga térmica											
14	Ruido											
15	Radiaciones no ionizantes											
16	Agentes químicos											
17	Carga física y sobresfuerzo											

Jefe de trabajo / recibí
Nombre:
Fecha y hora:

Jefe de trabajo / trabajo terminado
Nombre:
Fecha y hora:

Supervisor / trabajo terminado
Nombre:
Fecha y hora:

Identificación de riesgos (rellenar por jefe de turno)

Requerimiento de descargo

NO ☐
SÍ ☐ N.º de descargo ☐

Riesgo eléctrico ☐
Espacio confinado ☐
Área de riesgo de explosión ☐
Otros riesgos

Jefe de turno / permiso cerrado
Nombre:
Fecha y hora:

Jefe de trabajo Fecha: Hora: Firma:	Jefe de trabajo Fecha: Hora: Firma:	Jefe de trabajo Fecha: Hora: Firma:	Jefe de trabajo Fecha: Hora: Firma:

PERMISO RECHAZADO ☐

Nota: Enviar una copia al supervisor del trabajo y al jefe de trabajo.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

b) Corte de tensión

En este apartado se muestra un ejemplo de un formulario para el corte de tensión en subestaciones. Hay que señalar que cada empresa eléctrica tiene sus propios formularios para las operaciones de descargos.

Tabla 6.2. Formulario de corte de tensión

Corte de tensión (subestaciones con tensión > a 33 kV)			
Instalación …… …… …… ……			
A las …… horas, del día …… del mes de …… se procede al corte de servicio en las instalaciones reseñadas, efectuándose y comprobándose las operaciones siguientes:			
DESCARGO INSTALACIÓN	Realizado por y firma:	**ZONA DE TRABAJO**	Realizado por y firma:
Apertura con corte efectivo de todas las fuentes de tensión, visible o señalizado por medio seguro.		Comprobación de ausencia de tensión en la zona de trabajo.	
Enclavamiento y señalización de los aparatos de corte en posición abierta.		Comprobación de apertura con corte efectivo, visible o señalizado por medio seguro de cada uno de los conductores que penetran en la zona de trabajo.	
Comprobación de ausencia de tensión en cada uno de los conductores separados de las fuentes de tensión.		Puesta a tierra y en cortocircuito en cada uno de los conductores que penetran en la zona de trabajo.	
Puestas a tierra y en cortocircuito en fuentes de tensión abiertas.		Delimitación y señalización de la zona de trabajo.	
Cortes visibles en …… …… …… …… ……			
Por el agente de descargo: Firma…… Recibido del jefe de trabajos: Firma……		Por el jefe de trabajos: Firma……	

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

c) Reposición del servicio

En este apartado se muestra un ejemplo de un formulario para la reposición del servicio en subestaciones. Hay que señalar que cada empresa eléctrica tiene sus propios formularios para las operaciones de descargos.

Tabla 6.3. Formulario de reposición del servicio

Reposición del servicio (subestaciones con tensión > a 33 kV)			
Instalación			
A las ..... horas, del día ..... del mes de ..... se procede a la reposición del servicio en las instalaciones reseñadas, efectuándose y comprobándose las operaciones siguientes:			
ZONA DE TRABAJO	Realizado por:	**REPOSICIÓN INSTALACIÓN**	Realizado por:
Agrupado el personal.		Retirada de puestas a tierra y cortocircuitos en fuentes de tensión de la zona protegida.	
Retirada de tierras y cortocircuitos en trabajos.		Retirada de enclavamientos y señalización en aparatos de corte en fuentes de tensión.	
Retirada de la limitación de señalización de la zona de trabajo.		Cierre de todas las fuentes de tensión y puesta en servicio.	
		Comprobación de existencia de tensión.	
Por el jefe de trabajo: Firma..... Recibido del agente de descargo: Firma.....		Por el agente de descargo: Firma.....	

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

d) Comprobaciones y maniobras para trabajo con instalaciones con riesgo eléctrico

En este apartado se muestra un ejemplo de un formulario para la comprobación y maniobras para el trabajo con instalaciones con riesgo eléctrico. Hay que aclarar que cada empresa eléctrica tiene sus propios formularios para este tipo de operaciones.

Tabla 6.4. Formulario de comprobaciones y maniobras para trabajo con instalaciones con riesgo eléctrico

Comprobaciones y maniobras para trabajo con instalaciones con riesgo eléctrico	
N.º de descargo asociado:	
Ubicación técnica:	
Descripción del equipo:	
Fecha y hora:	

1.º VERIFICACIÓN DE LA AUSENCIA DE TENSIÓN

Comprobada la ausencia de tensión en cada uno de los conductores separados de las fuentes de tensión mediante el detector apropiado.

2.º PUESTA A TIERRA Y EN CORTOCIRCUITO

Conectados los equipos de puesta a tierra, primero la toma de tierra, y después cada uno de los conductores de la instalación.

3.º PROTECCIÓN FRENTE A LOS ELEMENTOS PRÓXIMOS EN TENSIÓN

Colocados, si es posible, los elementos de protección.

Delimitada y señalizada la zona de trabajo.

Observaciones:

Instalación protegida	Instalación normalizada
Realizado por mantenimiento eléctrico Fecha: Firma: Hora:	Realizado por mantenimiento eléctrico Fecha: Firma: Hora:
Recibí instalación protegida	**Recibí instalación normalizada**
Jefe de turno Fecha: Firma: Hora:	Jefe de turno Fecha: Firma: Hora:

Nota: Enviar copia al supervisor del trabajo y al jefe de trabajo.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

e) Lista de tarjetas

En este apartado indicamos un ejemplo de un formulario para la comprobación de la lista de tarjetas de los distintos bloqueos. Hay que tener en cuenta que cada empresa eléctrica tiene sus propios formularios.

Tabla 6.5. Formulario de lista de tarjetas

Lista de tarjetas	
N.º de solicitud de permiso de trabajo:	
Solicitante del permiso de trabajo:	
Supervisor del trabajo:	
Jefe de trabajo:	
Inicio previsto:	
Fin previsto:	

DETALLES DEL BLOQUEO

N.º	KKS	Descripción	Realización Tarjeta y posición	Normalización Posición
1			☐	☐
2			☐	☐
3			☐	☐
4			☐	☐
5			☐	☐
6			☐	☐
7			☐	☐
8			☐	☐
9			☐	☐
10			☐	☐
11			☐	☐
12			☐	☐
13			☐	☐
14			☐	☐
15			☐	☐

Nota: Si el orden de normalización del descargo no es inverso al de la realización del descargo, indicarlo en observaciones.

Observaciones:

Realización		Normalización	
Realizado por:	Bajo la dirección de:	Realizado por:	Bajo la dirección de:
Fecha: Firma: Hora:	Fecha: Firma: Hora:	Fecha: Firma: Hora:	Fecha: Firma: Hora:

Nota: Enviar copia a supervisor del trabajo y al jefe del trabajo.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

6.3.7. Manuales de usuario

En este apartado se muestra un ejemplo de un manual de usuario para el montaje y la energización de un transformador de potencia.

Estos manuales los elabora el fabricante del equipo eléctrico, indicándonos las operaciones adecuadas para el transporte, el almacenamiento, el montaje y la energización del equipo.

A la hora de realizar el montaje y la puesta en servicio de los elementos de una subestación eléctrica se hace imprescindible utilizarlos para el buen uso de los mismos.

Las recomendaciones, instrucciones y normas aquí contenidas son una guía para realizar los trabajos de instalación o montaje y puesta en marcha o energización de un transformador de potencia. Pero esta información no es el único requerimiento para que el transformador opere satisfactoriamente. Se requiere contar primeramente con personal cualificado y herramientas y equipos diseñados para este propósito.

RECUERDA

Con este ejemplo de manual de usuario de un transformador de potencia se intenta que el alumnado vea la gran información que el fabricante del equipo indica, en el mismo, para su montaje.

No se trata de incorporar los manuales de usuario de todos los equipos y elementos que forman parte de una subestación eléctrica, sino de indicar, simplemente, dónde está la información para dichos montajes.

Procedimiento del montaje del equipo en campo

Hay que tener en cuenta que estas instrucciones son generales, y para algunos transformadores es posible que ciertas instrucciones y/o recomendaciones no sean aplicables.

Después de efectuar el ensamble del transformador, hay que realizar las siguientes comprobaciones antes de proceder a la instalación final del equipo:

- **Construcción.** Debemos asegurarnos de que todas las piezas se encuentran en sus respectivos lugares y se ha efectuado la fijación de todos los pernos y tuercas.
- **Conexión.** Hay que comprobar si se han efectuado todas las conexiones eléctricas y si no hay error.
- **Sistema de refrigeración.** Se debe comprobar si se encuentran abiertas todas las válvulas de los radiadores y si el dispositivo de control de enfriamiento y los ventiladores de enfriamiento funcionan normalmente.

Figura 6.29. *Comprobación de bornas en un transformador.*
Fuente: Ingelmec.

- **Cambiador de tomas.** Hay que verificar que el cambiador de tomas funciona suavemente y que la posición de tomas corresponde a la tensión deseada. El dispositivo de control para el OLTC (cambiador de tomas en carga) debe estar en perfectas condiciones.
- **Relés de protección.** Se debe comprobar la correcta operación de los contactos.
- **Indicadores.** Hay que verificar que los indicadores de nivel de aceite o los termómetros están señalando correctamente sobre la escala.

Figura 6.30. *Bobinado de un transformador.*
Fuente: Transformadores Molina.

- **Respiradores deshidratantes.** Se debe comprobar su operación.
- **Válvulas.** Hay que verificar que están en la posición correcta.
- **Sistema de conexión a tierra.** Hay que asegurarse de que sea perfecto el sistema de conexión a tierra del

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

transformador. Dado que los adaptadores de puesta a tierra van pintados para evitar su oxidación durante el transporte, se debe remover la pintura para una buena conexión.

Después de realizar las operaciones pertinentes y descritas anteriormente, se puede llevar a cabo el proceso del montaje final del transformador.

Recomendaciones al arribo al sitio de instalación

Algunas veces los transformadores se transportan divididos en varias secciones, como pueden ser el tanque principal, los aisladores, el tanque conservador, los radiadores y otras partes. Los componentes desarmados van embalados en guacales o en cajas y deben ser confrontados con la lista de empaque suministrada.

- **Comprobar la presión de gas.** Con el fin de evitar la impregnación de humedad, el tanque principal está lleno de nitrógeno seco (aproximadamente 0,2 kg/cm^2 a 20 °C). Se removerá la cubierta protectora del manovacuómetro montado en el tanque, se abrirá la válvula de conexión y se comprobará la presión del gas. Una vez revisada, hay que cerrar fuertemente la válvula. Una indicación positiva señalará que no ha entrado aire o agua al interior del tanque. Si la aguja indica cero, podría ser a raíz de una entrada de agua. En este caso se debe medir la resistencia de aislamiento de los devanados, con el objeto de establecer el grado de humedad que ha penetrado en el transformador y tomar las medidas correctivas necesarias.

Figura 6.31. *Transformador de potencia.*

- **Inspección exterior.** Hay que comprobar si el transformador ha sufrido caídas accidentales o si se han torcido los refuerzos o las tuberías.

Si la pintura está dañada o si las piezas metálicas están oxidadas, se debe utilizar papel de lija y retocar con una pintura anticorrosiva adecuada.

Hay que revisar que la tornillería no se encuentre floja y el estado de los instrumentos de protección que van adosados al tanque principal.

Cuando se aprecie un daño severo relacionado con los puntos anteriores, el fabricante debe ser inmediatamente informado del caso.

- **Inspección interior.** Normalmente no se requiere de una inspección interior; en el caso de ser requerida, hay que consultar las instrucciones de «tiempo de exposición permisible del núcleo, devanados y trabajos internos».

Problemas y soluciones presentados en la recepción y el almacenaje

En este apartado indicamos los distintos problemas que se deben comprobar en la recepción y el almacenaje de un transformador de potencia.

Figura 6.32. *Pruebas de aceite de un transformador.*
Fuente: Syse.

- **Fugas de aceite.**

  a) Por empaquetaduras. Se deben ajustar los dispositivos de amarre (tornillos y flanches, entre otros).

  b) Por válvulas de estrangulación. Hay que ajustar las compuertas de las válvulas y los flanches que las protegen.

  c) Por poros o accesorios flojos o fisurados. Se deben realizar los ajustes necesarios para evitar que continúen las fugas y penetre más humedad al transformador.

Cuando hay fugas de aceite de gran consideración, se hacen los ajustes para evitar que continúen. Se llena el interior del transformador con gas nitrógeno hasta obtener una presión de 2 Psi y se le comunica de inmediato al distribuidor más cercano.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

- **Golpes y abolladuras.** Cuando el transformador o alguno de sus elementos presenta indicios de haber sido golpeado, lo más indicado es comunicarse con el distribuidor más cercano o la fábrica para indicar el punto del golpe y recibir las instrucciones pertinentes.
- **Deterioro de la pintura.** Cuando se presenta deterioro de la pintura, se debe limpiar la superficie de suciedades (polvo, aceite y grasa, entre otros) haciendo uso de desengrasantes o agua jabonosa; luego hay que secar la superficie, lijar el punto deteriorado, limpiar de nuevo el polvo y aplicar una capa de pintura epóxica; dejaremos secar esta y, con intervalos de tiempo de secado, aplicaremos tantas capas de pintura como sea necesario para dar el espesor requerido.
- **Accesorios.** Cuando se presentan accesorios flojos, se deben ajustar nuevamente hasta dejarlos en su posición correcta. Verificaremos que no estén fisurados y que no haya penetrado humedad al interior del transformador.

Para cuando alguno de estos casos se presenta, es recomendable, después de haber tomado las medidas correctivas indicadas, realizar las siguientes pruebas:

— Medida de la rigidez dieléctrica del aceite.

— Medida de la resistencia de aislamiento.

— Medida de la relación de transformación.

— Prueba de hermetismo con aplicación de gas nitrógeno a una presión de 7 Psi.

Si alguna de estas pruebas no da los resultados esperados, debemos comunicarnos con el distribuidor más cercano o con la fábrica.

Figura 6.33. *Montaje de un transformador.*
Fuente: Acoemen.

Llenado de aceite preliminar

A fin de evitar, durante el armado del transformador, el contacto directo con la atmósfera de la bobina y el aislador, es aconsejable llenar previamente con el aceite de aislamiento hasta un nivel que esté a unos 25 cm por debajo de la cubierta del tanque, en el caso de ser transformadores equipados con tanque de expansión, o hasta el nivel de 85 °C, marcado en el indicador de nivel, en el caso de ser transformadores de tipo sellado.

Antes de efectuar el llenado de aceite, es necesario efectuar la prueba de resistencia dieléctrica del aceite almacenado en los tambores. Se deben tomar muestras de cada tambor y hay que comprobar si sus características dieléctricas corresponden o no a la especificada.

En caso negativo, es decir, que el aceite no posea las características dieléctricas especificadas, se filtrará el contenido total de aceite. El llenado de aceite debe efectuarse únicamente después de que los valores de prueba se encuentren dentro de los valores especificados.

Existen dos métodos para efectuar el llenado de aceite:

- El primero de ellos consiste en llenar el tanque con aceite a través de la válvula de drenaje mientras se descarga gradualmente el nitrógeno contenido en el tanque. La presión del nitrógeno contenido en el tanque del transformador debe conservarse entre 0,05 y 0,2 kg/cm² durante el llenado de aceite.
- El segundo método consiste en efectuar el llenado de aceite después de efectuar el vacío en el transformador. Este método es el recomendado por el fabricante, por ser más seguro que el primero.

Montaje de radiadores

Para la colocación del radiador se sigue el siguiente procedimiento:

1. Elevar el radiador de su posición de almacenaje y prestar atención para evitar daños en los otros radiadores con las herramientas para el izado.
2. Remover la tapa ciega y la guarnición del radiador.
3. Inspeccionar visualmente el interior del radiador.
4. Limpiar la superficie de la brida de montaje del radiador.
5. Retirar el tapón de purga.
6. Remover la tapa ciega y la guarnición colocadas en la válvula de estrangulación del transformador.
7. Limpiar y, de ser posible, pintar la superficie de la brida de la válvula del radiador.
8. Limpiar la ranura para guarnición de la válvula. Aplicar una pequeña cantidad de adhesivo en la ranura y colocar la nueva guarnición especificada.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

9. Levantar el radiador con una grúa. Aunque los radiadores son idénticos, cada radiador viene marcado para ser ubicado en la posición que esté señalada en el tanque principal. Esta identificación hay que respetarla, a fin de evitar demoras en la colocación de los mismos.
10. Mover el radiador con la mano, inclinarlo y drenar el aceite residual contenido dentro del mismo.
11. Ajustar el radiador a la válvula de radiador.
12. Hacer coincidir la válvula de radiador y la superficie de la brida del radiador, y sujetarla mediante tuercas.
13. Apretar el par de tuercas ubicadas diagonalmente una después de la otra, a fin de apretarlas uniformemente.
14. Apretarlas firmemente hasta que la válvula de radiador y la brida de radiador queden como una unidad. Al ajustar los radiadores no deben quedar sometidos en ningún caso a tensiones mecánicas por el peligro de roturas debidas a vibraciones.
15. Instalar el tapón de purga.
16. Una vez finalizado el montaje de los radiadores, colocar simétricamente los soportes y los sujetadores del radiador.

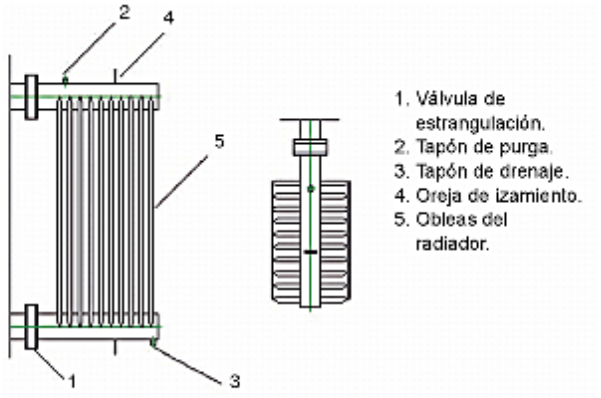


Figura 6.34. *Partes del radiador. Fuente: ABB.*

Llenado de los radiadores

El llenado de los radiadores se puede hacer con tanque totalmente lleno con nitrógeno o con tanque parcialmente lleno de aceite y colchón de nitrógeno.

- **Tanque totalmente lleno con nitrógeno.** Hay que abrir todas las válvulas de estrangulación y llenar el tanque del transformador siguiendo la instrucción «llenado final de aceite bajo vacío». Los radiadores se llenarán automáticamente al mismo tiempo. Después de un tiempo de reposo de doce horas como mínimo, se deben purgar los radiadores.
- **Tanque parcialmente lleno de aceite y colchón de nitrógeno.** Se debe abrir lentamente la válvula de estrangulación inferior correspondiente al radiador que se está instalando. El aceite inundará el radiador de abajo arriba y el aire escapará por el tapón de purga. Durante este proceso debe controlarse el nivel de aceite en el tanque y se adicionará aceite, de tal manera que el transformador permanezca con un nivel de aceite por encima de las bobinas.

Para mantener el nivel de aceite se debe seguir la instrucción «llenado final de aceite bajo vacío». Cuando el aceite salga sin burbujas por el tapón, este se cerrará con la tuerca tapón provista para tal efecto.

A continuación, hay que abrir la válvula de estrangulación superior. Después de un tiempo de reposo prudente se deben purgar de nuevo todos los radiadores.

Montaje del tanque de expansión

Se dispone de tres tipos de conservadores, dependiendo del grado de protección que se desee y/o de los accesorios incluidos. Estos son:

Tanque conservador convencional

Es el tanque del que disponen la mayoría de transformadores. Al instalar el conservador sobre el transformador, es necesario prestar atención a los siguientes puntos.

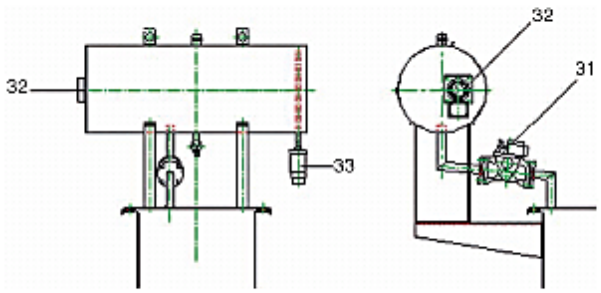


Figura 6.35. *Tanque de expansión convencional. Fuente: ABB.*

a) Montaje del relé Buchholz (31)

Si el transformador está provisto con un relé Buchholz, se debe instalar en el conservador antes de proceder al montaje del mismo en el transformador. El relé se encuentra conectado al conservador a través de una brida y cuatro tornillos; regularmente, en el tubo de conexión se instala una válvula para futuros mantenimientos del relé Buchholz.

Removeremos una tapa ciega de la superficie de la brida y cambiaremos el empaque por uno nuevo. Se

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

instalará el relé en el conservador y se apretarán firme y uniformemente los pernos.

Hay que asegurarse de colocar el relé en la dirección indicada en su placa de características, o en relieve en el cuerpo de relé.

Colocaremos el tanque conservador sobre las bases destinadas para su anclaje en el tanque principal del transformador y fijaremos los ocho tornillos, pero sin dar el ajuste final. Se debe alinear la brida del relé Buchholz con la brida de conexión al tanque principal y asegurar el relé mediante tornillos, cuidando que no se imprima esfuerzo mecánico alguno en este.

Una vez concluida esta instalación, debemos asegurar el tanque de expansión al tanque principal, dando ajuste final a los tornillos. Para mayores detalles sobre el relé de protección debemos referirnos al manual del relé.

b) Montaje del respirador de silicagel (33)

Una vez se ha completado el llenado de aceite al transformador, se procede a instalar el respirador siguiendo los siguientes pasos:

- Hay que verificar que la sílica se encuentra seca (color morado); de no ser así, se debe secar siguiendo lo indicado en el manual de mantenimiento.
- Se debe roscar el respirador en el tubo previsto para tal fin. Para dar mejor sello se recomienda utilizar cinta teflón en las roscas.
- Hay que llenar con aceite dieléctrico el recipiente localizado en la parte inferior del respirador hasta la marca indicativa.

Tanque conservador con barrera para conmutador bajo carga

Este tanque en realidad está constituido por dos conservadores montados en un mismo cilindro. La barrera tiene como fin independizar el aceite del transformador y el del conmutador bajo carga; por tanto, en el llenado del aceite se deberán considerar independientemente los dos compartimentos. El mayor de los respiradores va destinado al tanque principal, en tanto que el pequeño (38) corresponde al cambiador de tomas bajo carga.

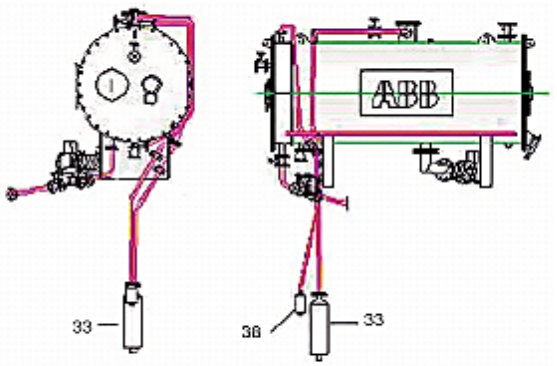


Figura 6.36. *Tanque de expansión con barrera para conmutador bajo carga. Fuente: ABB.*

Tanque de expansión con membrana o separador flexible (21)

Como este dispositivo no es un elemento comúnmente utilizado en transformadores de pequeña potencia, es necesario dar las siguientes indicaciones:

- **Descripción.** Un separador flexible se coloca en el interior de un conservador cilíndrico o paralelípedo. En la parte exterior está en contacto con el aceite y en la parte interior con la atmósfera.

  Este tipo de montaje hace posible la compensación para las variaciones del volumen de aceite debido a los cambios de temperatura, garantizando:

  — Una eficiente barrera entre el aceite y el aire.

  — Una protección contra el vapor de agua.

  — La supresión de cualquier burbuja de gas formada en el aceite.

  — La compensación de grandes volúmenes hasta los 15 m.

- **Procedimiento de llenado sin vacío en el conservador**

  — Verificar la posición del separador dentro del conservador. Para tal fin es necesario remover la tapa pernada del conservador. Esto se hace para garantizar que el flotador del nivel de aceite se encuentre bajo la membrana, y que esta esté desplegada.

  — Inflar a 0,1 bar como máximo, dejando el orificio de venteo del conservador abierto.

  — Ajustar la presión seis horas más tarde.

  — Mantener el dispositivo a una temperatura constante y verificar si existe una pérdida de presión durante 24 horas. Si no hay pérdidas de presión, se consideran perfectamente montados el separador y el conservador.

  — Inyectar el aceite con poca presión por la parte inferior del conservador hasta que salga por los orificios de venteo en la parte superior.

  — Cerrar los orificios de venteo y llenar el conservador por la parte inferior mientras se deja que el separador se desinfle progresivamente.

  — Terminar el llenado cuando el aceite alcance el nivel de la temperatura de operación.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

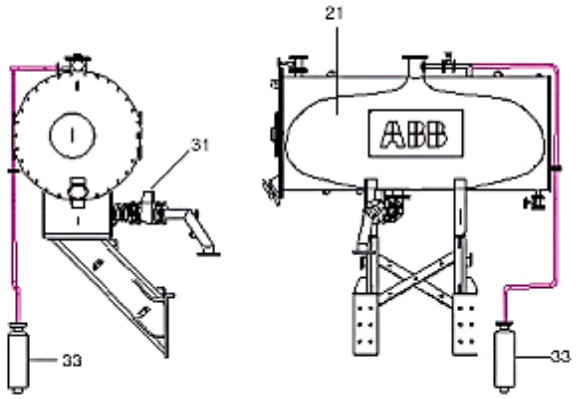


Figura 6.37. *Tanque de expansión con membrana. Fuente: ABB.*

Precauciones importantes

Cuando el dispositivo esté listo para trabajar, nunca se debe abrir un orificio en la parte superior con el objeto de verificar el vaciado total. Tal apertura podría crear una corriente de aire en la parte superior del dispositivo con una caída del nivel de aceite, que se compensa por una disminución en el volumen del separador.

Cuando tengamos dudas acerca de si ha entrado aire al conservador, se debe inflar primero el separador por debajo de 0,1 bar y después abrir los orificios de venteo.

Llenado bajo vacío

El conservador y el separador se montan en el transformador y se conectan a una fuente de aceite por medio de un tubo en la parte inferior del tanque conservador. Se procederá como sigue:

- Crear un vacío dentro del separador.
- Con la misma fuente de vacío, crear un vacío en el conservador.
- Abrir la válvula de la parte inferior. Debido al vacío en el conservador, el nivel de aceite sube automáticamente. Se suspenderá el llenado de aceite una vez que alcance el volumen requerido en el conservador.
- Mantener el conservador bajo vacío pero dejar entrar aire o nitrógeno dentro del separador; entonces, este se inflará por sí mismo y tomará todo el espacio libre debido a que el conservador no estaba completamente lleno.
- Inflar el separador a una presión máxima de 0,1 bar.
- Revisar que por los orificios de venteo aparezca aceite, garantizando que el conservador no tenga más aire.
- Cerrar los orificios de venteo y, si es necesario, ajustar el nivel.

Pruebas en campo

El transformador ha sido probado en fábrica y se garantiza que cumplirá con los objetivos para los cuales fue construido. Del tamaño del transformador, de la importancia del suministro y del número de partes que debieron ser ensambladas en sitio depende la necesidad de realizar algunas o todas de las siguientes pruebas.

Las pruebas que deben realizarse durante y después del montaje son las siguientes:

Medición de la resistencia de aislamiento

En este apartado se analiza qué medidas de aislamiento se deben realizar en las pruebas de campo de un transformador.

a) Cuerpo del transformador

Se deben medir las resistencias de aislamiento entre dos bobinados, y entre cada uno de los bobinados y tierra usando un aparato de más de 1.000 V. Hay que registrar los valores medidos.

Los valores de las resistencias de aislamiento cambian de acuerdo con la temperatura; por ello, debemos registrar la temperatura del transformador también. Se necesita una resistencia de aislamiento de más de 1.000 Mohms para una temperatura de 30 °C en el transformador.

b) Cuadro de control

Se medirán las resistencias de aislamiento entre dos terminales de la caja de terminales y entre cada terminal y tierra, de terminal a terminal, y registraremos el valor de la resistencia de aislamiento y la temperatura. En el caso de transformadores de corriente tipo buje BCT en particular, hay que asegurarse de medir la resistencia del aislamiento entre dos BCT, así como la resistencia de aislamiento de cada BCT y tierra. A la temperatura de 30 °C se requieren más de 100 Mohms.

Figura 6.38. *Pruebas en un transformador. Fuente: Transformadores Molina.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Pruebas de polaridad, rotación de fases y relación de transformación

Se deben realizar las pruebas de polaridad y rotación de fases con el conmutador de derivaciones en la posición nominal, así como la prueba de la relación de transformación.

Aun en el caso de un transformador de tres fases, se puede medir con una fuente de energía de una fase y dará una buena precisión. Se medirá la relación de transformación en cada una de las posiciones del conmutador de derivaciones, considerando cada fase.

Si se tiene disponible un transformador patrón (TTR), se recomienda utilizarlo para las pruebas de relación de transformación y polaridad.

Prueba de tangente delta (factor de potencia de aislamiento) y capacitancias

Los valores arrojados por esta prueba deben ser conservados y tomarse como referencia para determinar la humedad y/o el envejecimiento de los aislamientos con el transcurso del tiempo. Debe registrarse también la temperatura a la cual fue realizada la medición.

Es recomendable realizar la prueba de factor de potencia de aislamiento al aceite aislante.

Prueba de rigidez dieléctrica y humedad (contenido de agua) del aceite aislante

Los valores arrojados en esta prueba determinan el grado de sequedad del aceite aislante y sirven para tomar la decisión de energizar o volver a procesar el aceite aislante contenido en el transformador. Se recomienda también realizar los chequeos de aspecto visual, tensión interfacial, color y número de neutralización o acidez.

Prueba del aumento de la temperatura

Esta prueba generalmente no se realiza, si bien hay métodos numerosos para ello, como método del cortocircuito, por medio del cual un bobinado se conecta en cortocircuito y el voltaje de impedancia se envía a otro bobinado; la recomendación práctica es hacer un seguimiento estrecho a las temperaturas del transformador durante los primeros días de operación.

Prueba de los dispositivos de alarma y de las unidades de control

Se puede accionar cada accesorio, como el dispositivo de escape de la presión, el relevador Buchholz, etc., o se puede establecer un cortocircuito en el terminal del accesorio. Hay que verificar su funcionamiento con las terminales y con el panel de alarma.

En cuanto a la caja del mecanismo del conmutador de derivaciones accionado por motor, si este está presente, se pondrá a funcionar y se observará si hay alguna anormalidad o no. Hay que verificar con el manual del fabricante.

Otras

Se debe poner en el transformador una presión continua de 0,3 kg/cm² (lograda de preferencia con gas de nitrógeno) por más de 24 horas y revisar si no hay alguna fuga de aceite.

Además, examinaremos el aspecto, dimensión y otras características del transformador, consultando para ello los esquemas. Se recomienda medir también la resistencia del bobinado.

Figura 6.39. *Pruebas en un transformador.*
Fuente: Transformadores Molina.

Instrucciones generales para la energización del transformador

Normas prácticas y rigurosas deben ser seguidas durante la inspección, el montaje, la energización y el mantenimiento de transformadores. Estas deben ser estrictamente cumplidas para la protección y seguridad de los trabajadores y del transformador.

Normas de seguridad

El tanque del transformador debe ser conectado a tierra en todo momento. Todos los devanados y bujes deben ser conectados a tierra, a menos que se estén haciendo pruebas eléctricas. Esto reduce la posibilidad de descargas estáticas que pueden resultar peligrosas para el personal, llegando incluso a producir fuego y explosiones.

Las pruebas eléctricas no deben ser realizadas cuando el transformador se encuentre en condiciones de vacío. Un arco puede ocurrir a baja tensión debido a las operaciones de vacío, causando graves problemas en el transformador.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Los devanados secundarios de los transformadores de corriente pueden tener peligro de inducir alta tensión a través de ellos, a menos que sean cortocircuitados o conectados a amperímetros.

Hay ejemplos de fenómenos eléctricos que pueden suceder sobre o alrededor de transformadores, lo cual lleva a la absoluta necesidad de trabajar con personal cualificado bajo una buena supervisión en cualquier operación de montaje, mantenimiento o maniobras.

Antes de usarse una fuente de energía eléctrica externa para pruebas de motores o control, hay que asegurarse de que se han desconectado todas las fuentes de potencia auxiliares.

Los extintores de incendio deben ser suministrados para usarlos en caso de emergencia.

Debe tenerse uno en la parte superior del transformador cuando se estén haciendo trabajos sobre el tanque. No se debe fumar en lugares próximos a la máquina de tratamiento de aceite o en la parte superior del transformador cuando alguna tapa esté abierta. Si se usa el extintor dentro del transformador hay grave peligro de dañar su aislamiento.

Antes de quitar cualquier tapa es necesario estar seguro de que no existe presión en el tanque, lo cual se hace abriendo lentamente una válvula en la parte superior del tanque por encima del nivel de aceite.

Las luces que se usen dentro del tanque deben tener una protección contra golpes, y en lo posible estar hechas a prueba de explosiones. Extremo cuidado deben tener las personas que trabajen en la parte superior cuando el transformador esté abierto, ya que cualquier objeto que caiga dentro del aparato causará enormes demoras en su puesta en servicio.

Precauciones al energizar el transformador

Una vez finalizadas todas las inspecciones y pruebas preliminares, el transformador se encuentra listo para entrar en servicio. Simplemente hay que tener en cuenta las siguientes recomendaciones:

Figura 6.40. *Comprobaciones en un trasformador de potencia.*
Fuente: Syse.

- Colocar la posición de tomas del conmutador conforme a la tensión de línea.
- Aplicar tensión al transformador sin carga.
- Mantenerlo bajo observación durante un cierto tiempo (24 horas) y asegurarse de que esté en condiciones normales.
- Observar el transformador durante una hora después de que ha sido cargado.
- Inspeccionar periódicamente el transformador una vez instalado y energizado.

Herramientas necesarias para el montaje

A continuación, se listan los artículos, las especificaciones y las precauciones referentes a todas las herramientas requeridas para el montaje del transformador.

Figura 6.41. *Tanque textil de aceite de transformador.*
Fuente: Flexitankchina.

- **Grúa.** Es conveniente usar una grúa para fijar el radiador, el conservador, etcétera. Es adecuada una grúa con una capacidad de carga de 10 toneladas y con una longitud del travesaño de aproximadamente 10 m. Un conductor cualificado debe manejar la grúa. Antes de levantar la pieza, se debe colgar una carga con un peso similar al de las piezas a levantar, para verificar que la grúa trabaja adecuadamente.
- **Tanque de aceite.** Hecho de planchas de acero o colapsible de hule. La superficie interna del tanque debe estar limpia y libre de polvo y basura. Debe garantizarse su total hermetismo y limpieza.
- **Prensa filtradora del aceite.** Hay que usar una prensa filtradora de aceite para transferir el aceite del tambor a la tina. Se usará un filtro de papel nuevo y perfectamente seco para la prensa filtradora, ya que su función es la de eliminar las partículas o el polvo contenidos en el aceite.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Generalmente, una prensa filtradora de aceite con una capacidad de 1.000 a 5.000 l/h es adecuada.

- **Purificador de aceite.** Se debe usar un purificador de aceite cuando transfiera el aceite del tanque de acero o colapsible al transformador. La tarea principal del purificador de aceite es la de eliminar el gas contenido en el aceite. También elimina el polvo y la basura. Por tanto, este purificador de aceite debe comprender una bomba al vacío, un calentador, un filtro, una bomba de inyección, etcétera.

  Generalmente, se emplea un purificador con una capacidad de 1.000 a 5.000 l/h.

  Hay que hacer una prueba de circulación antes de llenar de aceite el transformador, con el objeto de escurrir el aceite residual del purificador de aceite y limpiar el interior.

- **Bomba al vacío.** Cuando se transfiera el aceite de la tina al transformador, empleando el purificador de aceite, es necesario que se haya establecido el vacío en el interior del transformador. Para ello, se debe usar una bomba al vacío. Para establecer el vacío se requieren aproximadamente 12 horas, cuando se trate del transformador de menos de 100 kV, y 16 horas para el de 110 kV o más.

  Se recomienda que el grado de vacío establecido sea de 1 mmHg o menos. El llenado de aceite debe iniciarse después de que termine el período mencionado. Cuando el grado de vacío sea inferior, se debe suspender temporalmente el llenado y se esperará hasta que mejore la condición del vacío.

- **Cilindro de gas de nitrógeno.** El cilindro de gas de nitrógeno debe equiparse con una válvula reductora, un medidor y una manguera de goma.

- **Herramientas en general:**

  — Destapador del tambor.

  — Tijeras.

  — Pinza para pelar cable.

  — Gato (elevador) con capacidad de 10 toneladas.

  — Llave inglesa.

  — Llave de regulación.

  — Barreta con pinzas.

  — Llaves de boca fija de varias dimensiones.

Figura 6.42. *Montaje del cambiador de tomas.*
Fuente: Reinhausen.

Precauciones que se deben tomar

- Se debe minimizar el número de personas que entren en el transformador.
- Antes de entrar en el transformador, las personas deben chequear todos los bolsillos del vestido de trabajo para verificar si están vacíos. También se debe averiguar qué botones se podrían caer. Estas personas se pondrán zapatos limpios y secos.
- Se deben atar las llaves u otras herramientas a la cintura o a la muñeca antes de usarlas en el interior del tanque.
- Hay que registrar las herramientas llevadas en el interior del tanque y cotejar después de terminar las obras para ver que nada se deja olvidado.
- Hay que utilizar los iluminadores de trabajo con protector de bombilla, en lo posible a prueba de explosión. No se deben cambiar las bombillas en el interior del tanque.
- Se debe disponer de un ayudante localizado cerca de la entrada de hombre para el enlace y la asistencia. Él siempre debe cuidar al obrero trabajando en el interior, y nunca debe abandonar el lugar a su cargo durante la obra en marcha.
- Hay que suministrar las partes o los materiales requeridos uno por uno a la vez. Nunca se debe proveer simultáneamente de muchas partes y/o muchos materiales en conjunto.
- Hay que prevenir el fuego cerca del transformador. Todas las personas asistentes deben abstenerse de fumar.

Inspección interna

Se enumeran a continuación los ítems a inspeccionar, si son aplicables.

- Durante la inspección, no se deben pisar ni se debe descansar sobre los bobinados e hilos conductores.
- Si se encuentra cualquier daño grave o anomalía, hay que avisar a la oficina o fábrica más cercana.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Figura 6.43. *Inspección interna en un transformador.Fuente: SGB-SMIT.*

- Se golpearán ligeramente con un martillo las porciones atornilladas de las piezas metálicas, tales como culata y grapas.
- Se debe examinar el aislamiento en el extremo de la bobina y los dispositivos sujetadores montados entre las bobinas y culatas, tales como los espárragos, soportes y cuñas.
- Hay que examinar la apariencia de la bobina.
- Se deben examinar los soportes del hilo conductor, los espárragos y las tuercas aislantes. Si se afloja cualquier espárrago o tuerca, hay que apretarlo con cuidado. No se debe aplicar un par torsor excesivo sobre los espárragos y las tuercas antes nombrados.
- Se debe examinar el aislamiento en los hilos conductores de AT. Hay que remover el papel dañado, si hay alguno, y arrollar el papel crespado impregnado en aceite con media solapa hasta el diámetro original del aislador.
- La longitud de unión afilada no será menor que 10 veces el espesor del aislador.
- Se debe examinar la apariencia de los hilos conductores desnudos y sus juntas atornilladas.
- Hay que examinar la apariencia de los conmutadores sin tensión e hilos conductores. Confirmaremos que los contactos móviles de este conmutador se encuentran en una posición correspondiente a la indicación n.º 1 de derivación y en el centro aproximado entre las varillas de derivación.
- Se debe examinar la apariencia del cambiador de derivación en carga y los hilos conductores.
- Hay que confirmar que los contactos móviles del selector de derivación se encuentran en el centro aproximado de la derivación fija, cuando el diseño del cambiador lo permita.
- Se debe comprobar que todos los transformadores de corriente de buje estén instalados seguramente en la posición normal, y que estén sanos sus hilos conductores secundarios y terminales.

Conexiones internas

En este apartado se indica qué herramientas y materiales se utilizan para las conexiones internas.

Preparación

Para realizar las conexiones internas dentro de un tiempo mínimo posible, prepararemos las siguientes herramientas y materiales aislantes antes de comenzar las obras.

Herramientas

- Conjunto de llaves de torsión.
- Llave de trinquete.
- Cuchillas agudas.
- Regla convexa.
- Iluminador de trabajo.

Materiales aislantes

- Papel crespado impregnado en aceite.
- Papel kraft impregnado en aceite.
- Cintas.

Nota

Se deben mantener en el interior del tanque los materiales aislantes. Si se almacenan en el exterior, se sumergirán en el aceite aislante, a fin de prevenir la absorción de humedad, y se extraerán inmediatamente antes de su empleo.

Inspección después de la obra de conexiones

- Hay que comprobar que sean exactas todas las conexiones según los planos o las marcas de referencia.
- Se debe verificar que se aprietan y se cierran los tornillos y las tuercas.
- Hay que examinar que las distancias de aislamiento requeridas se mantengan entre los conductores y las otras partes.
- Hay que asegurarse de que no se dejan olvidados ningún material ni ninguna herramienta.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Figura 6.44. *Pruebas en bushings de un transformador. Fuente: Eiffage.*

Tiempo de exposición de núcleo y devanados permisible

Mientras se realicen los trabajos, tales como la inspección interna, las instalaciones de los *bushings*, las conexiones internas, etc., con el *manhole* (boca de entradas) del transformador abierto, el núcleo y los bobinados absorberán la humedad atmosférica.

Por tanto, el tiempo de exposición del núcleo y de los bobinados deberá estar limitado dentro de las especificaciones que se mencionan a continuación.

El transformador no deberá ser abierto cuando llueva, exista amenaza de lluvia o la humedad relativa del aire sea mayor al 80 %.

El *manhole* (boca de entrada) y otras aberturas deberán cerrarse y sellarse inmediatamente después de que el trabajo interno haya sido parado o terminado. Sin embargo, el tiempo transcurrido durante el cual se ha introducido el aire atmosférico debe considerarse como tiempo de exposición a la intemperie, porque el núcleo y los bobinados absorberán humedad durante este período.

En el supuesto caso de que el tanque esté lleno con aire atmosférico y sellado en estas condiciones, el tiempo de exposición debe contabilizarse como cuatro horas por una sola vez durante la instalación del transformador.

Cuando ocurre la extracción del gas de nitrógeno seco con el que fue embarcado, se considera que el transformador se llenará del aire atmosférico, situación que se contabiliza como dos horas adicionales de tiempo de exposición.

Instrumentos para la medición y la prueba en campo

Se debe realizar la inspección y la prueba durante y después del trabajo de montaje del transformador, usando los siguientes aparatos:

- **Probadores de aceite.** Se usan para medir las características dieléctricas del aceite.

Figura 6.45. *Probador de aceite. Fuente: b2.*

- **Voltímetro.** Se requiere un medidor de voltaje AC para las siguientes pruebas:
  - Prueba de la polaridad.
  - Verificación del diagrama vectorial.
  - Prueba de la secuencia del circuito de control.

  Es necesario un juego de cada uno de los siguientes voltímetros de precisión de doble rango para AC:
  - AC 150/300 V.
  - AC 30/75 V.
- **Amperímetro.** Se requiere un juego de cada uno de los siguientes amperímetros de precisión de doble rango, para medir la corriente de excitación cuando se aplica en voltaje bajo al transformador, y para medir la corriente de los aparatos auxiliares del transformador, como el ventilador enfriador y la bomba del aceite, entre otros, en caso de que se equipen con el transformador:
  - AC 20/100 A.
  - AC 10/50 A.

  Para algunas aplicaciones, es suficiente con una pinza amperimétrica.
- **Puente medidor de resistencias.** Es necesario para probar la resistencia de bobinado del transformador. Se necesita un rango de medición de 0,001-10 Ω. El puente Kelvin es adecuado. Deben tenerse a mano algunas baterías.
- **Aparato medidor de las resistencias de aislamiento *(megger)*.** Un aparato manual con un rango de aproximadamente 2.000 V y 2.000 MΩ es adecuado.
- **Probador universal (*tester* o VOM).** Es un probador portátil que puede medir el voltaje AC, la resistencia y la corriente DC, cambiando el rango. Se usa para verificar el cableado de control o las partes eléctricas.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

- **Comprobador de relación de transformación (TTR).** Este aparato es muy útil para comprobar fácilmente la relación de transformación sin requerir de fuentes externas de alimentación y/o inducir voltajes en los devanados peligrosos para los operarios. Con este mismo equipo se puede comprobar la polaridad y, dependiendo del modelo, el grupo vectorial.
- **Medidor de la rotación de fases.** Es el medidor para verificar la dirección de la rotación de fases de un motor eléctrico trifásico, entre otros.
- **Indicador del vacío (vacuómetro).** Es necesario preparar el vacuómetro para la medición del grado de vacío durante la operación de la bomba al vacío. Debe usarse el vacuómetro capaz de medir hasta 10^{-3} mmHg.

Figura 6.46. *Vacuómetro. Fuente: Tyrfan.*

- **Indicador de la presión.** Para revisar cualquier fuga del aceite a presión después de montar el transformador, se necesita un indicador de presión. Es adecuado un indicador tipo tubo Bourdon (indicador compuesto) con un rango de medición de 0 a 1,0 kg/m².
- **Otros.** Deben prepararse los instrumentos necesarios para realizar pruebas como tangente delta (factor de potencia de aislamiento o pérdida en el dieléctrico) y capacitancias.

  Los valores arrojados por esta prueba deben ser conservados y tomarse como referencia para determinar la humedad y/o el envejecimiento de los aislamientos con el transcurso del tiempo.

6.3.8. Prevención de riesgos laborales. Montaje de instalaciones eléctricas

En el proyecto técnico de la subestación debe figurar, entre otros documentos, el *Estudio de seguridad y salud* que contempla todas las situaciones de riesgo laboral.

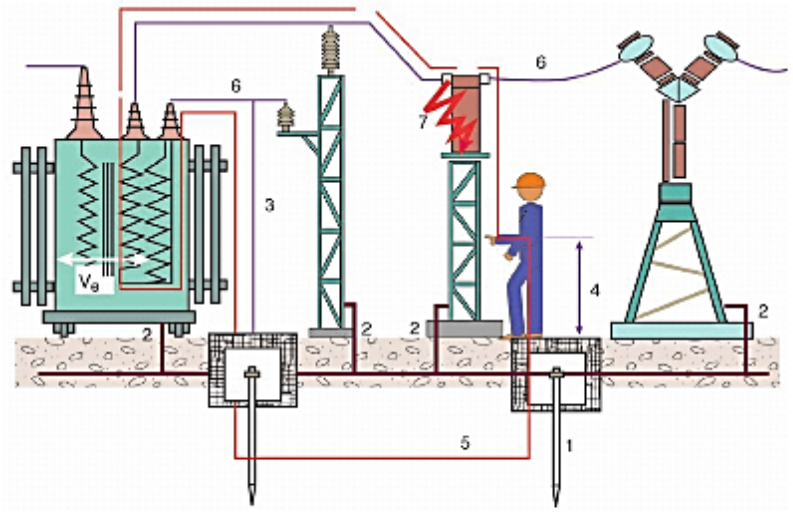
Además, se debe respetar lo indicado en el RD 614/2001 sobre riesgos eléctricos.

ENLACES WEB

En este enlace puedes ver los distintos riesgos eléctricos indicados en el RD 641/2001 *(Guía técnica de riesgos eléctricos)*: http://fotosdeelectricidad.es/?page_id=2198

En este apartado se describe únicamente, por motivos de espacio, la prevención de riesgos en la instalación y/o sustitución de transformadores.

En la Figura 6.47 se puede apreciar la tierra de protección y de servicio de un transformador de subestación eléctrica.



1. Electrodo de tierra.
2. Tierra de protección.
3. Tierra de servicio.
4. Tensión de contacto.
5. Intensidad de defecto.
6. Partes activas.
7. Defecto franco.

Figura 6.47. *Tierra de protección y de servicio de un transformador de subestación. Fuente: Schneider Electric.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Riesgos asociados a esta actividad

- Caída de personas al mismo nivel, caída de personas a distinto nivel, caída de objetos, desprendimientos, desplomes y derrumbes, choques y golpes, proyecciones, contactos eléctricos, arco eléctrico, explosiones, incendios, ventilación e iluminación.

Medidas de prevención a aplicar

- Respetar la señalización y delimitación (permanente y de trabajos).
- Uso de sistemas anticaídas anclados a puntos fijos y líneas de anclaje verticales u horizontales (respetar procedimientos para trabajos en alturas).

Mantener las distancias de seguridad:

- Colocación de barreras y dispositivos de balizamiento.
- Zona de evolución del aparato delimitada y señalizada.
- Estimación de distancia por exceso.
- Solicitar descargo cuando no puedan mantenerse las distancias.
- Apantallar todas las partes con tensión cuando se deba acceder a distancias inferiores a las de proximidad.

Cumplimiento de las disposiciones legales existentes:

- Mantenimiento de distancias en las instalaciones (entre elementos en tensión, estructuras metálicas y pasillos).
- Señalización y delimitación en puertas, máquinas, celdas, instalaciones y equipos.
- Existencia de esquemas unifilares y carteles normalizados (normas de trabajo en AT, distancia de seguridad y primeros auxilios).
- Puesta a tierra (de protección y servicio) en buen estado (inspección periódica y revisión una vez cada tres años).
- Prevención de incendios y explosiones (protección frente a sobreintensidades con cortacircuitos fusibles e interruptores automáticos).
- Protección frente a sobretensiones con pararrayos autoválvulas.
- Conducción de circuitos eléctricos y fluidos combustibles adecuados.
- Existencia de medios de detección y extinción de incendios (fijos y portátiles).
- Existencia de paredes y tabiques incombustibles y resistentes, fosos de recogida de aceite y muros cortafuegos.
- Ventilación adecuada natural, con los huecos protegidos de animales y contactos desde el exterior. Extractores en sótanos ante fugas de gas (SF6).
- Existencia de alumbrado de emergencia y de señalización.
- Los trabajos que se realicen en proximidad de tensión deberán contar con la viabilidad previa de un trabajador cualificado que coordine los trabajos. Se deberá informar de los puntos en tensión a todos los trabajadores.
- Mantenimiento adecuado de zonas de paso respecto al orden y limpieza.
- Respetar procedimientos de trabajo propios y del cliente.
- Evitar almacenamiento de materiales que dificulten o impidan los desplazamientos.
- Revisar el estado y colocación de tapas de arquetas o canalizaciones existentes.
- Mantener el recinto en perfectas condiciones de orden y limpieza.
- Notificación de anomalías en las instalaciones cuando se detecten.

Equipos de protección individual a utilizar

Casco de seguridad, botas de seguridad con puntera reforzada y suela antideslizante, guantes de trabajo, guantes dieléctricos para baja tensión, guantes dieléctricos para alta tensión, guantes ignífugos, gafas de protección o pantalla de protección facial contra arco eléctrico, arnés de seguridad, ropa de trabajo para el mal tiempo y ropa ignífuga.

Figura 6.48. *Subestaciones eléctricas. Instalación y/o sustitución de transformadores.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

6.4. Mantenimiento de una subestación eléctrica

En este apartado se analizan los principales elementos que intervienen en el mantenimiento de una subestación eléctrica, indicando los distintos tipos, sus características y procedimientos de actuación.

El **mantenimiento** se define como la combinación de todas las acciones técnicas, administrativas y de gestión durante el ciclo de vida de un elemento, destinadas a conservarlo o devolverlo a un estado en el cual pueda desarrollar la función requerida y evite la aparición de alguna falta o perturbación en el sistema que pueda provocar interrupciones en el suministro.

6.4.1. Tipos de mantenimiento

Existe una amplia clasificación de los distintos tipos y filosofías de mantenimiento, como pueden ser, entre otros:

- Mantenimiento por niveles.
- Mantenimiento por el tipo de acción.
- Mantenimiento temporal.
- Mantenimiento reglamentario.
- Mantenimiento proactivo.
- Mantenimiento productivo total (TPM).
- Mantenimiento basado en la fiabilidad (RCM).
- Mantenimiento basado en la condición (CBM).
- Mantenimiento basado en el riesgo (RBI).

En este apartado nos referiremos a los tipos de mantenimiento más utilizados, como son el mantenimiento preventivo, predictivo y correctivo.

En la Figura 6.49 se muestra un resumen de estos tres tipos de mantenimiento.

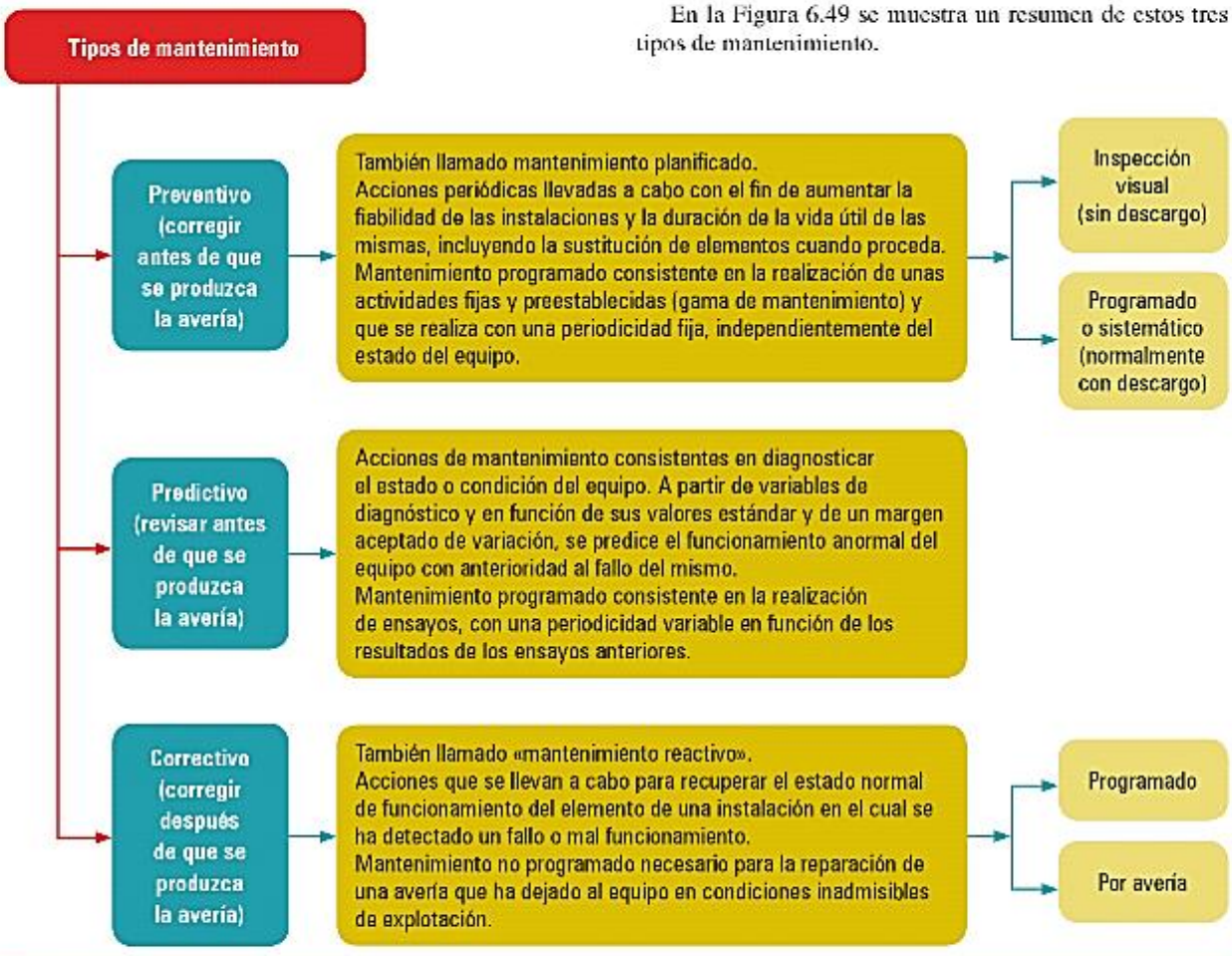


Figura 6.49. *Tipos de mantenimiento.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

6.4.2. Estrategias de mantenimiento

Diferentes instalaciones requieren estrategias de mantenimiento. Una estrategia de mantenimiento es la decisión que adoptan los responsables de la gestión del mantenimiento, haciendo que un grupo de tareas sean la base de la actividad de mantenimiento y el resto de tareas estén supeditadas a ese tipo básico de tareas. Podemos distinguir al menos cinco estrategias de mantenimiento.

- **Estrategia correctiva:** la reparación de averías es la base del mantenimiento.
- **Estrategia condicional:** la realización de determinadas observaciones y pruebas son las que dirigen la actividad del mantenimiento.
- **Estrategia sistemática:** el mantenimiento se basa en la realización de una serie de intervenciones programadas a lo largo de todo el año en cada uno de los equipos que componen la instalación.
- **Estrategia de alta disponibilidad:** se busca tener operativa la instalación el máximo tiempo posible y, por tanto, las tareas de mantenimiento han de agruparse necesariamente en unos períodos de tiempo muy determinados.
- **Estrategia de alta disponibilidad y fiabilidad:** no solo se confía el buen estado de la instalación a la realización de tareas de mantenimiento, sino que es necesario aplicar otras técnicas en otros campos (ingeniería y análisis de averías, entre otros) para garantizar simultáneamente una alta disponibilidad y una alta fiabilidad.

Figura 6.50. *Mantenimiento en subestación. Fuente: Gamacaribe.*

SABÍAS QUE

A la hora de realizar un mantenimiento son importantes las recomendaciones dadas por el fabricante del equipo.

6.4.3. Análisis de los modos de fallos y de sus efectos (AMFE)

El AMFE es un método de análisis de fiabilidad para identificar aquellos fallos cuyas consecuencias afecten de forma significativa al funcionamiento del sistema en una aplicación determinada. Está principalmente recomendado en el análisis de los elementos que producen el fallo global del sistema. Sirve, entre otras cosas, para:

- Evaluar los efectos y las secuencias de los sucesos originados por cada modo de fallo conocido, por cualquiera que sea su causa.
- Clasificar los modos de fallos según la facilidad con que se les puede detectar, diagnosticar, comprobar y cambiar un componente, y de acuerdo con los medios necesarios para poder efectuar el mantenimiento.

Para realizar un AMFE se necesita disponer de la siguiente información:

- Estructura del sistema (elementos con sus características, comportamiento y funciones, conexiones entre elementos, nivel y naturaleza de las redundancias y ubicación del sistema dentro de la instalación).
- Puesta en marcha, operación, control y mantenimiento del sistema.
- Condiciones ambientales del sistema (condiciones del entorno).

A continuación, se indica un ejemplo de un AMFE para un transformador de potencia (Tabla 6.6).

6.4.4. Plan de operaciones en mantenimiento

El plan de operaciones permite desarrollar paso a paso una actividad de forma metódica y sistemática en el lugar, fecha y hora. Además, debe ser conocido por todos y debe haber sido aprobado previamente por la directiva.

Algunos puntos básicos que deberían figurar en un plan de operaciones de mantenimiento son:

- Determinación del personal que tendrá a su cargo el mantenimiento. Esto incluye el tipo, la especialidad y el número de personas.
- Determinación del tipo de mantenimiento que se va a llevar a cabo.
- Fijar fecha y lugar donde se va a desarrollar el trabajo.
- Fijar el tiempo previsto en que los equipos van a dejar de producir, lo que incluye la hora en que comienzan

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Tabla 6.6. Ejemplo de un AMFE de un transformador de potencia

AMFE (Análisis del modo de fallos y sus efectos)					
Función	**Modo de fallo**	**Causas (posibles motivos)**	**Efecto (qué ocurre)**	**Modo de control (tarea propuesta)**	**Periodicidad**
Aislar bobinados respecto de tierra y entre fases	No aisla bobinados respecto de tierra y entre fases	Aceite en mal estado	Disminución de rigidez dieléctrica del aceite	Realizar el ensayo de rigidez dieléctrica del aceite	Anual
			Aumento del contenido de agua en el aceite	Realizar el ensayo de contenido de agua del aceite	Anual
				Verificar el estado del silicagel	Trimestral
				Verificar el estado de la válvula de sobrepresión	Trimestral
				Verificar la existencia de elementos de cierre en el tanque de expansión	Trimestral
		Materiales aislantes del transformador en mal estado	Descargas parciales	Cromatografía del aceite	Anual o según estado
				Llenado del transformador con aceite haciendo previamente vacío	Al detectar el fallo
				Realizar el purgado de aisladores	5 años o fallo
			Aisladores con polución, metalizados o rotos	Inspección visual de la cuba, aisladores, radiadores y conexiones	Mensual
			Disminución de resistencia de aislamiento	Medida de la resistencia de aislamiento	5 años
				Medida del índice de polarización	5 años
		Movimientos indebidos de la parte activa	Destrucción o disminución de aisladores	Precaución en el transporte y control del registrador de impactos	Al transportar
			Desajustes de elementos de fijación de la parte activa	Precaución en el transporte y control del registrador de impactos	Al transportar
			Disminución de la resistencia de aislamiento	Medida de la resistencia de aislamiento (MΩ)	5 años

las acciones de mantenimiento y la hora en que deben finalizar.

- Determinación de los equipos que van a ser sometidos a mantenimiento, para lo cual debe haber un sustento previo que implique la importancia y las consideraciones tomadas en cuenta para escoger dichos equipos.
- Señalización de áreas de trabajo y áreas de almacenamiento de partes y equipos.
- *Stock* de equipos y repuestos con los que cuenta el almacén, y si fuera necesario reemplazar piezas viejas por nuevas.
- Inventario de herramientas y equipos necesarios para realizar el trabajo.

Figura 6.51. *Mantenimiento en transformador. Fuente: Inproca.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

- Planos, diagramas e información técnica de equipos.
- Plan de seguridad frente a imprevistos.

6.4.5. Desarrollo del proceso de mantenimiento de subestaciones

En este apartado se muestra, según el tipo de mantenimiento, la forma de detectar los fallos, el procedimiento a seguir y las fichas de registro y proceso.

Mantenimiento correctivo de subestaciones

En este apartado se analiza el proceso de mantenimiento correctivo de subestaciones, señalando la detección para actuación y el proceso a seguir.

Registros y datos. Formatos aplicables

En la Tabla 6.7 se indica, en función del tipo de registro/dato y quién es el responsable, cuál es el tipo de formato, dónde se debe archivar y el tiempo de conservación.

Proceso en mantenimiento correctivo

Detección para actuación

- Alarmas automáticas generadas por incidencias ocurridas en la subestación. Estas alarmas aparecen en el Centro de operaciones de red (COR) gracias al telemando. Cuando el COR lo considera relevante se lo comunica a Mantenimiento de subestaciones.
- Revisiones efectuadas en el mantenimiento preventivo y predictivo, que ponen de manifiesto la existencia de un defecto y la necesidad de su resolución.
- Incidencias detectadas in situ por personal presente en la instalación.
- Análisis de incidencias, datos y parámetros recogidos en la instalación.
- Avisos de terceros (clientes, otras unidades y otras empresas eléctricas, entre otros).

Proceso a seguir

1. Una vez detectada la anomalía, el responsable del sector decide si es necesario desplazar personal a campo para una valoración in situ de la incidencia.
2. El personal desplazado a campo notifica al COR la llega a la instalación y realiza una inspección in situ para valorar la incidencia. En función de los resultados de dicha valoración, el responsable del sector, en coordinación con otras unidades (COR y PyT, entre otras) determina si procede o no una intervención inmediata (PyT = Protecciones y telecontrol).
3. Cuando hay que ejecutar una actuación, el responsable del sector asigna el equipo de trabajo necesario (personal propio o contrata), que previamente al inicio de los trabajos se provee de los medios y recursos necesarios.
4. Mantenimiento de subestaciones solicita a Explotación (gestor de red de electricidad) el correspondiente régimen especial o descargo (en caso de actuación programada). En caso de avería urgente, con instalación sin tensión, si el personal de Mantenimiento de subestaciones se encuentra en la instalación no se requerirá la solicitud previa de descargo para la reparación, no obstante, se informará al COR mediante llamada telefónica, quien podrá, a su vez, gestionar el descargo.
5. Si la intervención es programada, se fija la fecha de la actuación y se realiza el lanzamiento en el sistema de gestión de mantenimiento (SGM) de la orden de trabajo (OT) o encargo de servicio (ES) al personal de contrata, en el que indicará: fechas de inicio y de fin de la actividad, instalaciones asociadas, responsable (de contrata o propio) del trabajo, descripción del trabajo e instrucciones técnicas de seguridad. El personal responsable de la reparación deberá contar con la documentación aplicable: planos de la instalación, documentación técnica de los equipos y orden de trabajo o encargo de servicio.
6. Si la intervención se tiene que realizar con urgencia, el responsable del sector coordinará directamente los trabajos a realizar y, posteriormente, si no es posible antes, generará la OT y la ES.
7. Previamente al inicio de los trabajos, el personal que va a realizar la intervención confirma la concesión del régimen especial o descargo.
8. Mantenimiento de subestaciones dispondrá de un equipo de retén.
9. Una vez finalizados los trabajos, el jefe de trabajos confirma al COR la resolución de la incidencia.
10. Tras resolver la incidencia, el personal de Mantenimiento de subestaciones comunica al responsable del sector su resolución y le remite la orden de trabajo cumplimentada y un informe de datos y/o resultados relevantes.
11. El responsable del sector procede a gestionar la información recibida: revisa los datos, revisa los resultados de la intervención, gestiona el cierre de la orden de trabajo, gestiona la actualización en la base de datos de los equipos intervenidos, evalúa las propuestas de actuación, gestiona la incidencia y gestiona la reposición de repuestos.

Figura 6.52. *Mantenimiento correctivo de subestaciones.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Tabla 6.7. Registro de datos. Mantenimiento correctivo

Registro/dato	Responsable	Soporte	Formato	Lugar del archivo	Tiempo de conservación
Cuadro de retenes	Zona	Electrónico	——	Zona	1 año
Informe semanal operativo / planificación semanal	Sector	Electrónico	Según SGM / planificación semanal	SGM / servidor local	1 año
Orden de trabajo (cumplimentada)	Sector	Electrónico	Según SGM	SGM	3 años
		Papel		Sector	3 años
Encargo de servicio	Sector	Electrónico	Según SGM	SGM	3 años
Informes	Sector	Papel	——	Sector	3 años

Ficha de proceso

En la Tabla 6.8 se puede apreciar, de forma resumida, una ficha del proceso de mantenimiento correctivo de una subestación.

Tabla 6.8. Ficha de mantenimiento correctivo

FICHA DE PROCESO					
PROCESO	Mantenimiento correctivo en subestaciones				
RESPONSABLE DE PROCESO	Mantenimiento de subestaciones				
ACTIVIDADES PRINCIPALES					
ENTRADAS DEL PROCESO				**SALIDAS DEL PROCESO**	
Instalación con incidencia, detectada por: • Aviso del personal de mantenimiento. • Consultas del sistema de gestión de incidencias (SGI). • Aviso de explotación. • Informes de protecciones y telecontrol (PyT). • Aviso de terceros.	Recepción del aviso y análisis previo → Programación y/o coordinación de trabajos → Ejecución y resolución			• Normalización de la explotación. • Orden de trabajo cumplimentada. • Encargo de servicio cumplimentado. • Propuesta de actuación (preventivo, predictivo). • Informe de avería.	
UNIDADES IMPLICADAS	**UNIDADES IMPLICADAS**			**UNIDADES IMPLICADAS**	
Mantenimiento de subestaciones, explotación, terceros.	Mantenimiento de subestaciones, protecciones y telecontrol, explotación, empresas contratistas.			Mantenimiento de subestaciones, explotación, terceros (PyT, empresas contratistas, entre otros).	
DOCUMENTACIÓN	**MEDICIÓN Y SEGUIMIENTO**				
	INDICADOR	DESCRIPCIÓN (método de cálculo)	FRECUENCIA DE MEDICIÓN	ÁMBITO DE MEDICIÓN	REGISTRO
Sistema de gestión documental (SGDOC). Base de datos de instalaciones (BDI). Instrucciones técnicas de seguridad. Especificaciones técnicas de contrato concertado. Manual SGM. Procedimiento de descargo en instalaciones.	Eficiencia del mantenimiento correctivo.	Gasto mantenimiento correctivo / gasto total mantenimiento (correctivo + preventivo + predictivo).	Acumulado trimestral.	Por sector, zona y total de la unidad.	SGM / hoja de seguimiento.
	Desviación del mantenimiento correctivo.	Horas de montador realizadas / asignación de horas-hombre.	Acumulado trimestral.	Por sector, zona y total de la unidad.	SGM / hoja de seguimiento.
	TIEPI.	Tiempo de interrupción equivalente de potencia instalada.	Acumulado trimestral.	Por zona y total de la unidad.	Despacho / hoja de seguimiento.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Figura 6.53. *Mantenimiento en interruptor. Fuente: ISA.*

Figura 6.54. *Mantenimiento de protecciones.Fuente: REE.*

Ejemplo de un modelo de orden de trabajo correctivo

En la Tabla 6.9 se expone un ejemplo de un modelo informatizado utilizado para una orden de trabajo de mantenimiento correctivo.

Tabla 6.9. Modelo de orden de trabajo de mantenimiento correctivo

Programa informático:

GESTIÓN INTEGRAL DE MANTENIMIENTO
ORDEN DE TRABAJO CORRECTIVO EN CURSO

Número:	Pertenece a:	Instalación:
Fecha de solicitud:	Solicitante:	Mantenimiento:
E. S. M.:	Intervención:	Usuario:
Centro:	Estado:	Prioridad:
Área:	Fecha de realización:	Tarea:

Operarios externos

Código	Nombre	Empresa	Tiempo	Fecha

Operarios

Código	Nombre	Empresa	Tiempo	Fecha

Empresas

Código	Nombre	Empresa	Tiempo	Fecha

Materiales

Referencia	Descripción	Cantidad

¿Se ha realizado operación de soldadura fuera de taller?

Anexar permiso de trabajo. Número de permiso:

Observaciones:

Realizado por:	Registrado por:

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Mantenimiento preventivo de subestaciones

En este apartado se indica el proceso de mantenimiento preventivo de subestaciones, señalando la ejecución de los trabajos.

Proceso en mantenimiento preventivo → **Ejecución de los trabajos**

1. Las solicitudes pueden provenir del plan anual o de nuevas necesidades detectadas a lo largo del año. Al dar de alta una solicitud, se indica también las fechas previstas de inicio y finalización de los trabajos, aunque después podrá realizarse una reprogramación de dichas fechas en función de otros condicionantes.
2. Durante el transcurso de una semana se concreta la programación de las actuaciones de la semana siguiente. En función de las prioridades, recursos disponibles y otros condicionantes de la red, se programan las solicitudes a ejecutar la semana siguiente, asignándoles la fecha de inicio prevista. El sistema SGM genera así el informe semanal operativo, que recoge todas las actuaciones programadas a realizar en dicha semana; estas actuaciones se incluyen, asimismo, en la programación semanal, archivada en el servidor local de Mantenimiento de subestaciones.
3. En caso de acometerse la ejecución con medios propios, el responsable de zona o sector gestiona la generación de la correspondiente orden de trabajo y evalúa si son necesarios medios y materiales específicos para llevar a cabo las actividades de mantenimiento preventivo.
4. En caso de necesitarse contratación para la ejecución de los trabajos, el responsable de zona o sector comunica las necesidades al contratista y gestiona la realización de un encargo de servicio, indicando si aplica el material necesario para la realización de los trabajos. Si el contratista dispone de materiales y recursos, formula la aceptación del encargo de servicio en el portal del suministrador de la compañía eléctrica, tras lo cual el responsable de sector gestiona la emisión y puesta en ejecución del correspondiente encargo de servicio.
5. El responsable de sector evalúa si se requiere que estén fuera de servicio los elementos sobre los que se va a actuar en las tareas de mantenimiento preventivo.
6. Si no es necesario el descargo o, si lo es, una vez efectuado el mismo, el personal de Mantenimiento de subestaciones o el contratista, en su caso, ejecutan las actuaciones de mantenimiento preventivo siguiendo las instrucciones técnicas y las instrucciones de seguridad que sean aplicables. Los resultados de dichas actuaciones se registran, si existe, en el formato prescrito en la instrucción técnica correspondiente. Si no hay instrucción técnica o formato aplicable, se anota en la propia orden de trabajo o encargo de servicio cualquier dato relevante y/o incidencia reseñable resultado de la inspección.
7. Bien durante la realización de los trabajos de mantenimiento preventivo o bien como resultado de los mismos, se puede detectar la necesidad de efectuar otras actuaciones de mantenimiento predictivo, correctivo o preventivo futuras, lo que puede conllevar la emisión de las correspondientes propuestas de actuación que gestionará el responsable del sector.
8. Una vez ejecutados los trabajos de mantenimiento preventivo y si ha habido que efectuar descargo o régimen especial de la instalación, se procede a normalizar su explotación.
9. Tras la realización de las actividades de mantenimiento preventivo, se le remiten al responsable del sector las órdenes de trabajo o encargos de servicio cumplimentados y, en su caso, los formatos de registro generados in situ, en los que constan los resultados de las revisiones o inspecciones de mantenimiento preventivo. El responsable de sector verifica el registro de los resultados en las fichas técnicas de SGM, en su caso, y valida que la realización de los trabajos ha sido correcta según los parámetros requeridos.
10. El responsable de sector gestiona el cierre de la orden de trabajo y/o encargo de servicio en SGM y, junto en su caso, el contratista, procede a gestionar la información recibida (revisión y análisis de los datos de revisiones o inspecciones de mantenimiento preventivo, comparándolos con los históricos si fuera necesario y evaluación de las propuestas de actuación que se formulen, en su caso, a raíz del mantenimiento preventivo realizado, de cara a la programación de actuaciones de mantenimiento predictivo, correctivo y preventivo futuras).
11. El responsable de sector junto con Análisis operativo validan los resultados de la actuación y pueden generar, en su caso, una solicitud de actuación en SGM. El cierre y validación en SGM de la OT o ES por parte del jefe de sector supone la aceptación de los trabajos realizados por la contrata.

Figura 6.53. *Proceso del mantenimiento preventivo.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Registros y datos. Formatos aplicables

En la Tabla 6.10 se indica, en función del tipo de registro/dato, quién es el responsable, cuál es el tipo de formato, dónde se debe archivar y el tiempo de conservación.

Tabla 6.10. Registro de datos. Mantenimiento preventivo

Registro/dato	Responsable	Soporte	Formato	Lugar del archivo	Tiempo de conservación
Registro de inspección / revisión	Sector	Papel/electrónico	--------	SGM/sector	3 años
Informe semanal de operativa / planificación semanal	Sector	Electrónico	Según instrucción técnica correspondiente	SGM / servidor local	1 año
Orden de trabajo cumplimentada	Sector	Electrónico	Según SGM	SGM	3 años
		Papel		Sector	3 años
Encargo de servicio	Sector	Electrónico	Según SGM	SGM	3 años

Ficha de proceso

En la Tabla 6.11 se puede apreciar, de forma resumida, una ficha del proceso de mantenimiento preventivo de una subestación.

Tabla 6.11. Ficha de mantenimiento preventivo

FICHA DE PROCESO		
PROCESO	Mantenimiento preventivo en subestaciones	
RESPONSABLE DE PROCESO	Mantenimiento de subestaciones	
ACTIVIDADES PRINCIPALES		
ENTRADAS DEL PROCESO		**SALIDAS DEL PROCESO**
Instalación a mantener Plan anual de actuaciones de mantenimiento. Resultados del mantenimiento predictivo. Propuestas de actuación de SGM. Revisiones e inspecciones. Análisis de incidencias (SGI). Número de maniobras por equipo.	Programación de trabajos ↓ Preparación de materiales ↓ Petición de descargo y maniobras (en su caso) ↓ Realización del mantenimiento	Instalación mantenida Orden de trabajo cumplimentada. Encargo de servicio. Registro de entrega / devolución instalación de descargo. Informes de revisión. Fichas técnicas. Propuestas de actuación (correctivo, predictivo).
UNIDADES IMPLICADAS	**UNIDADES IMPLICADAS**	**UNIDADES IMPLICADAS**
Mantenimiento de subestaciones, explotación, planificación del mantenimiento, programación, empresas contratistas.	Análisis operativo, mantenimiento de subestaciones, explotación, empresas contratistas.	Mantenimiento de subestaciones, explotación, empresas contratistas.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

DOCUMENTACIÓN	MEDICIÓN Y SEGUIMIENTO				
Reglamento de instalaciones de alta tensión (RAT). Registro de lecturas de maniobras. Reglamento de verificaciones eléctricas. Instrucciones técnicas de trabajo. Instrucciones técnicas de seguridad. Procedimiento de descargos. Instrucciones técnicas de equipos. Especificaciones técnicas de contrato concertado. Fichas técnicas, base de datos, información del fabricante.	INDICADOR	DESCRIPCIÓN (método de cálculo)	FRECUENCIA DE MEDICIÓN	ÁMBITO DE MEDICIÓN	REGISTRO
	Cumplimiento del plan anual de mantenimiento preventivo.	(N.º preventivos ejecutados / n.º preventivos planificados) × 100.	Acumulado trimestral.	Por sector, zona y total de la unidad.	SGM / hoja de seguimiento.
	Eficiencia del mantenimiento preventivo.	Gasto mantenimiento preventivo / Gasto total mantenimiento (correctivo + preventivo + predictivo).	Acumulado trimestral.	Por sector, zona y total de la unidad.	SGM / hoja de seguimiento.
	Desviación del mantenimiento preventivo.	Gasto mantenimiento preventivo / presupuesto asignado.	Acumulado trimestral.	Por sector, zona y total de la unidad.	Despacho / hoja de seguimiento.

Figura 6.56. *Mantenimiento en subestación GIS. Fuente: IE.*

Figura 6.58. *Cambio de trafo de medida. Fuente: Sagova.*

Figura 6.57. *Mantenimiento en un aislador. Fuente: Endesa.*

Figura 6.59. *Mantenimiento en celdas. Fuente: Eiffage.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Mantenimiento predictivo de subestaciones

En este apartado se muestra el proceso de mantenimiento predictivo de subestaciones, señalando la ejecución de los trabajos.

Proceso en mantenimiento predictivo → **Ejecución de los trabajos**

1. Las solicitudes pueden provenir del plan anual o de nuevas necesidades detectadas a lo largo del año. Al dar de alta una solicitud, se indica también las fechas previstas de inicio y finalización de los trabajos, aunque después podrá realizarse una reprogramación de dichas fechas en función de otros condicionantes.
2. Durante el transcurso de una semana se concreta la programación de las actuaciones de la semana siguiente. En función de las prioridades, recursos disponibles y otros condicionantes de la red, se programan las solicitudes a ejecutar la semana siguiente, asignándoles la fecha de inicio prevista. El sistema SGM genera así el informe semanal operativo, que recoge todas las actuaciones programadas a realizar en dicha semana; estas actuaciones se incluyen, asimismo, en la programación semanal, archivada en el servidor local de Mantenimiento de subestaciones.
3. En caso de acometerse la ejecución con medios propios, el responsable de sector gestiona la generación de la correspondiente orden de trabajo y evalúa si son necesarios medios específicos para llevar a cabo las actividades de mantenimiento predictivo.
4. En caso de necesitarse contratación para la ejecución de los trabajos, el responsable de sector comunica las necesidades al contratista y gestiona la realización de un encargo de servicio, indicando si aplica los medios necesarios para la realización de los trabajos. Si el contratista dispone de materiales y recursos, formula la aceptación del encargo de servicio en el portal del suministrador de la compañía eléctrica, tras lo cual el responsable de sector gestiona la emisión y puesta en ejecución del correspondiente encargo de servicio.
5. El responsable de sector evalúa si se requiere que estén fuera de servicio los elementos sobre los que se va a actuar en las tareas de mantenimiento predictivo.
6. Si no es necesario el Descargo o, si lo es, una vez efectuado el mismo, el personal de Mantenimiento de Subestaciones o el contratista, en su caso, ejecutan las actuaciones de mantenimiento predictivo siguiendo las instrucciones técnicas y las instrucciones de seguridad que sean aplicables. Los resultados de dichas actuaciones se registran, si existe, en el formato prescrito en la Instrucción técnica correspondiente. Si no hay instrucción técnica o formato aplicable, se anota en la propia orden de trabajo o encargo de servicio cualquier incidencia reseñable resultado de la prueba.
7. Bien durante la realización de los trabajos de mantenimiento predictivo o bien como resultado de los mismos, se puede detectar la necesidad de efectuar otras actuaciones futuras de mantenimiento predictivo, correctivo o preventivo, lo que puede conllevar la emisión de las correspondientes propuestas de actuación que gestionará el responsable del sector.
8. Una vez ejecutados los trabajos de mantenimiento predictivo y si hubo que efectuar descargo de la instalación, se procede a normalizar su explotación.
9. Tras la realización de las actividades de mantenimiento predictivo, se le remiten al responsable del sector las órdenes de trabajo cumplimentadas y, en su caso, los formatos de registro generados in situ en los que constan los resultados de las medidas o ensayos de mantenimiento predictivo. El responsable de sector gestiona el registro de los resultados en las fichas técnicas (termografía, registros de revisión de reguladores, medida de interruptores de AT, medidas de trafos de AT y analítica de aceites), en su caso, y verifica que la realización de los trabajos ha sido correcta según los parámetros requeridos y los resultados son aceptables.
10. El responsable de sector gestiona el cierre de la orden de trabajo o encargo de servicio en SGM junto con programación y, en su caso, el contratista, procede a gestionar la información recibida (revisión y análisis de los datos de medidas y ensayos de mantenimiento predictivo, comparándolos con los históricos si fuera necesario y evaluación de las propuestas de actuación que se formulen, en su caso, a raíz del mantenimiento predictivo realizado, de cara a la programación de actuaciones de mantenimiento predictivo, correctivo y preventivo futuras).
11. El responsable de sector junto con Programación validan los resultados de la actuación y pueden generar, en su caso, una solicitud de actuación en SGM. La validación en SGM de la OT o ES supone la aceptación de los trabajos realizados.

Figura 6.60. *Mantenimiento predictivo.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Registros y datos. Formatos aplicables

En la Tabla 6.12 se indica, en función del tipo de registro/dato, quién es el responsable, cuál es el tipo de formato, dónde se debe archivar y el tiempo de conservación.

Tabla 6.12. Registro de datos. Mantenimiento predictivo

Registro/dato	Responsable	Soporte	Formato	Lugar del archivo	Tiempo de conservación
Informe semanal operativo / planificación semanal	Sector	Electrónico	Según SGM / planificación semanal	SGM / servidor local	1 año
Informes de mantenimiento preventivo	Sector	Electrónico	Según SGM	SGM	3 años
Registro de datos de campo	Sector	Papel/electrónico	Normativa de aplicación	Sector	1 año
Informes de medidas / análisis	Sector	Electrónico	Según especificación mantenimiento concertado	Archivo corporativo	3 años
		Papel		Sector/ programación	3 años
Orden de trabajo cumplimentada	Sector	Electrónico	Según SGM	SGM	3 años
		Papel		Sector	3 años
Encargo de servicio	Sector	Electrónico	Según SGM	SGM	3 años

Ficha de proceso

En la Tabla 6.13 se puede apreciar, de forma resumida, una ficha del proceso de mantenimiento predictivo de una subestación.

Tabla 6.13. Ficha de mantenimiento predictivo

FICHA DE PROCESO		
PROCESO	Mantenimiento predictivo	
RESPONSABLE DE PROCESO	Mantenimiento de subestaciones	
ACTIVIDADES PRINCIPALES		
ENTRADAS DEL PROCESO		**SALIDAS DEL PROCESO**
Instalación a mantener Plan anual de actuaciones de mantenimiento. Propuestas de actuación de SGM. Inspecciones y revisiones. Número de maniobras por equipo. Análisis de incidencias.	Programación de trabajos ↓ Realización de medidas y análisis ↓ Análisis y evaluación de resultados ↓ Carga de datos técnicos en SGM	Instalación medida y/o analizada Orden de trabajo cumplimentada. Encargo de servicio. Fichas técnicas / informe técnico. Propuestas de actuación (correctivo, preventivo, predictivo, sustitución o reforma). Normalización de la explotación.
UNIDADES IMPLICADAS	**UNIDADES IMPLICADAS**	**UNIDADES IMPLICADAS**
Mantenimiento de subestaciones, empresas contratistas.	Análisis operativo, mantenimiento de subestaciones, explotación, empresas contratistas.	Mantenimiento de subestaciones, explotación, empresas contratistas.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

(continúa)

DOCUMENTACIÓN	MEDICIÓN Y SEGUIMIENTO				
	INDICADOR	DESCRIPCIÓN (método de cálculo)	FRECUENCIA DE MEDICIÓN	ÁMBITO DE MEDICIÓN	REGISTRO
Recomendación UNESA / fabricante. Especificación técnica de contrato concertado. Registro de lecturas de maniobras. Manual SGM. Fichas técnicas y base de datos. Datos del fabricante del equipo. Informes de revisiones e inspecciones. Sistema de gestión de incidencias (SGI). Procedimientos de medidas / análisis. Procedimiento de descargo. Instrucciones técnicas de seguridad.	Cumplimiento del plan anual de mantenimiento predictivo.	(N.º predictivos ejecutados / n.º predictivos planificados) × 100.	Acumulado trimestral.	Por sector, zona y total de la unidad.	SGM / hoja de seguimiento.
	Eficiencia del mantenimiento predictivo.	Gasto mantenimiento Predictivo / gasto total mantenimiento (correctivo + preventivo + predictivo).	Acumulado trimestral.	Por sector, zona y total de la unidad.	SGM / hoja de seguimiento.
	Desviación del mantenimiento predictivo.	Gasto mantenimiento predictivo / presupuesto asignado	Acumulado trimestral.	Por sector, zona y total de la unidad.	Despacho / hoja de seguimiento.

6.4.6. Documentación básica en mantenimiento

Analizamos en este apartado los principales documentos que se suelen utilizar a la hora de realizar el mantenimiento de una instalación eléctrica, como pueden ser el manual de mantenimiento, las gamas de mantenimiento y las fichas de mantenimiento.

Manual de mantenimiento

Los apartados de un manual de mantenimiento pueden ser: objeto, organización general de la empresa, organización, funciones y responsabilidades de mantenimiento de la empresa, relación del área de mantenimiento con otras áreas, planificación del mantenimiento (mano de obra y contratas, entre otras), definiciones de conceptos y programa de mantenimiento (tiempo a considerar y responsabilidades, entre otros).

Ejemplo de un manual de mantenimiento

Índice:

- Objeto.
- Normativa.
- Realización del programa de mantenimiento.
- Responsabilidades.
- Procedimientos de mantenimiento.
- Frecuencias de inspección.
- Medios a utilizar.
- Ficha técnica de mantenimiento preventivo de un transformador.
- Ficha de toma de datos de reconocimiento.
- Medidas y análisis en el mantenimiento predictivo.
- Anomalías de averías típicas en un transformador.
- Anomalías típicas en otros equipos.

Objeto:

El objeto del reconocimiento de la instalación a la hora de realizar el mantenimiento es múltiple:

- Conseguir una segura y fiable explotación de la instalación con mayor garantía y calidad de servicio.
- Evaluar y valorar el estado de la instalación.
- Cumplir con la reglamentación vigente, que obliga a informar de los planes de reconocimiento, del estado de la instalación, de las deficiencias encontradas y del plazo de reparación.

Figura 6.61. *Lavado de aisladores. Fuente: Cgmoreel.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Normativa:

- Reglamento de líneas de AT.
- Reglamento de instalaciones de alta tensión.
- Reglamento electrotécnico de BT.

Realización del programa de mantenimiento:

A la hora de realizar el programa de mantenimiento, se tienen en cuenta las siguientes condiciones:

- Condiciones ambientales de explotación y las que afectan al mantenimiento.
- Ciclos y paradas de la instalación.
- Medios de identificación de las necesidades de mantenimiento en particular, detección del fallo y localización de su causa.
- Limitaciones impuestas por el acceso al punto donde es necesario aplicar las operaciones de mantenimiento.
- Descomposición del dispositivo por las necesidades del mantenimiento debidas a la localización, al nivel de la reparación y al nivel de cualificación.
- Requisitos técnicos de la propia instalación.
- Normas de seguridad.
- Condicionantes (por ejemplo, que no se puede hacer mantenimiento en determinados períodos).
- Exigencias de formación de personal.
- Exigencias relativas a la documentación técnica.
- Procedimientos de mantenimiento.

Responsabilidades:

Se establecerá contrato con una compañía homologada para el mantenimiento.

Procedimientos de mantenimiento:

El reconocimiento de la instalación consistirá en la revisión detallada de todos sus elementos, visualizando, comprobando o midiendo cuidadosamente cada uno de ellos, siguiendo los criterios de revisión que se especifiquen y documentando las deficiencias detectadas a juicio de la persona que realiza el reconocimiento.

Frecuencia de inspección:

Las operaciones de mantenimiento preventivo que hay que realizar en los equipos se dividen en dos grupos:

- Las que no requieren descargo del equipo (inspección visual y comprobaciones básicas, entre otras).
- Las que requieren descargo del equipo (revisiones más detalladas y menos frecuentes, con sustitución de elementos de desgaste y corrección de deficiencias previamente detectadas).

En la Tabla 6.14 se indica, de forma resumida, la frecuencia de inspección en función del equipo.

Medios que hay que utilizar:

La empresa encargada de realizar los reconocimientos deberá, a título de ejemplo, disponer de:

- Pequeños repuestos (aisladores, herrajes, tornillería, etcétera).
- Sierra de mano, hacha y pala.
- Teléfono móvil y máquina fotográfica.
- Termómetro.
- Botiquín.
- Cascos, calzado de seguridad y guantes.
- Vehículo todoterreno equipado con cabestrante.
- Grupo electrógeno.
- Lista de chequeo informatizada.

Figura 6.62. *Tratamiento de aceite en flexitanque. Fuente: Ismoelec.*

Figura 6.63. *Mantenimiento en transformador. Fuente: MTP.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Tabla 6.14. Frecuencia de inspección en función del equipo

Equipo	Inspección visual	Revisión detallada	Frecuencia
Transformador de potencia	• No requiere descargo • Según importancia de la subestación		Mensual o trimestral
		Coincidiendo con descargos programados para revisión del regulador o ensayos predictivos.	Máximo 6 años
Interruptores	• No requiere descargo • Según importancia de la subestación		Mensual o trimestral
		Con descargo según nivel de tensión, medio de extinción, tipo de mando y número de maniobras.	• 3 años / 200 maniobras • 6 años / 1.000 maniobras
Seccionadores	• No requiere descargo • Según importancia de la subestación		Mensual o trimestral
		Seccionadores de barras con descargo de la barra.	Cuando se detectan puntos calientes importantes
Sistemas de protección y telecontrol	• No requiere descargo • Según importancia de la subestación		Mensual o trimestral
		Según tecnología. Las pruebas de control se hacen coincidir con el descargo de la posición mientras se prueba el sistema de protección.	• Electromecánica (1 a 3 años) • Analógica o digital (6 años)
Fuentes de alimentación y servicios auxiliares	Según importancia de la subestación		Mensual o trimestral
		Según operación.	1 vez cada 2 años
Grupo electrógeno	Arranque del grupo durante la inspección		Mensual o trimestral
		Según operación.	1 año
Red de tierras	Según importancia de la subestación		Mensual o trimestral
		Medida de la tensión de paso y contacto.	3 años

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Ficha técnica de mantenimiento preventivo en un transformador de potencia:

A continuación, se expone un ejemplo de este tipo de ficha.

Tabla 6.15. Ficha técnica de mantenimiento preventivo de un transformador de potencia

Equipo: transformador de potencia					
Componente	Inspección visual	Operación	Frecuencia		
			Mensual	Trimestral	Anual
Bancadas y soporte	Obra de fábrica o soporte	Observar		X	
	Fijación a soportes	Observar		X	
Refrigeración	Armarios	Observar		X	
	Resistencia de calefacción	Comprobar	X	X	X
	Manómetros de presión	Observar	X	X	X
	Ventiladores	Comprobar		X	
	Radiadores	Observar	X	X	
	Motobomba	Observar	X	X	
	Hidrorrefrigerantes	Comprobar		X	
	Prueba funcional (alarmas y secuencia)	Comprobar	X	X	X
	Fugas de aire/aceite	Observar		X	X
Regulación	Armarios	Observar		X	
	Resistencia de calefacción	Comprobar	X	X	X
	Nivel de aceite	Observar	X	X	X
	Contador de maniobras	Anotar	X	X	X
	Nivel reductor	Observar		X	
	Prueba funcional (alarmas y secuencia)	Comprobar	X	X	
	Fugas de aire/aceite	Observar		X	X
General	Estado de la pintura	Observar		X	
	Oxidación	Observar		X	
	Aisladores	Observar		X	
	Estado del silicagel	Observar	X	X	
	Botellas/cables	Observar	X	X	
	Canalización de cables	Observar		X	
	Limpieza de hierbas	Observar		X	
	Fosa de recogida de aceite	Observar	X	X	
	Orden y limpieza en zonas adyacentes	Observar		X	
	Pasamuros	Observar	X	X	
	Fugas de aire/aceite	Observar	X	X	X
Conservador	Fugas de aire/aceite	Observar	X	X	X
	Nivel de aceite	Observar	X	X	X
Bornas	Fugas de aceite	Observar	X	X	X
	Nivel de aire/aceite	Observar	X	X	X
	Aisladores	Observar	X	X	X

Nota

También existe ficha técnica para la revisión detallada en transformador de potencia.

Nota

Existen fichas técnicas de inspección visual y revisión detallada para otros equipos, como son: interruptores, seccionadores, transformadores de medida, pararrayos, celdas de MT, fuentes de alimentación y barras.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Ficha de toma de datos de reconocimiento:

En este apartado se muestra una ficha de toma de datos de varios equipos de una subestación.

Tabla 6.16. Ficha de toma de datos de reconocimiento

Toma de datos de reconocimiento			
Subestación:			
Contrata: **NIF:** **Fecha de reconocimiento:**	**Técnico:**	**DNI:**	**Firma:**
Subestación	**Calificación**	**Repeticiones**	**Observaciones**
Transformador: Bancadas y soporte Refrigeración Regulación General Conservador Bornas *Interruptor:* Armario eléctrico Motor Compresor Cuadro de distribución neumática Conducciones Bancada Mandos neumáticos *Seccionador:* Bancada Mandos *Transformadores de medida:* Bancada General Caja de bornas del secundario Parte superior (primario) *Pararrayos:* Aisladores Sellado de placas de evacuación de presión Contador *Celdas de MT:* General *Fuentes de alimentación:* Bancada General Rectificador Vasos Local *Barras:* General Pórticos, amarre y cadenas			

• Calificación de la anomalía: (V = Sin defecto, L = Con defecto leve, G = Con defecto grave, P = Punto de revisión pendiente).
• Repeticiones y observaciones: número de defectos encontrados del mismo tipo y observaciones pertenecientes al defecto.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Medidas y análisis en el mantenimiento predictivo:

A la hora de realizar el mantenimiento predictivo, se deben realizar las siguientes medidas y análisis:

- Termografía.
- Análisis de aceites.
- Medida de aislamiento.
- Medida de capacidad y tangente de delta.
- Medida de resistencia de arrollamiento.
- Medida de relación de transformación.
- Medida de intensidad de excitación.
- Medida de reactancia de fuga.
- Análisis de respuesta de frecuencia.
- Medida de resistencia de conmutación en reguladores de tensión.
- Ensayo predictivo a interruptores.
- Análisis de gas (SF6).
- Medida de descargas parciales.
- Ensayos predictivos que hay que realizar a cada equipo y periodicidad.

Como ejemplo, se indica una serie de medidas y ensayos de un mantenimiento predictivo de un interruptor de potencia de una subestación.

Medidas y ensayos para el mantenimiento predictivo de un interruptor: resistencia de contacto, resistencia dinámica de contacto, tiempos de operación del interruptor, sincronismos longitudinal y transversal, gráficas de desplazamiento, consumo de bobinas, tiempo de reposición de energía, gráfico de consumo de motores, análisis de SF6 (humedad, pureza y acidez) y aislamiento de vacío.

Figura 6.64. *Mantenimiento en el cambiador de tomas. Fuente: Voltran.*

Figura 6.65. *Mantenimiento de transformador. Fuente: Syse.*

Anomalías típicas en un transformador:

En este apartado se indican las anomalías típicas de los principales equipos, así como una serie de recomendaciones para el supuesto de que se produzca una avería.

Tabla 6.17. Anomalías típicas en transformadores

Anomalías típicas en transformadores			
Síntomas	Causas probables	Soluciones	Actuaciones/acciones
Escasa resistencia de aislamiento	• Aceite (humedad). • Aislantes. • Conexiones internas.	• Tratamiento de secado. • Contactar con el fabricante.	*Si coincide con disparo de algún interruptor aguas abajo:* • Si solo ha actuado el relé Buchholz (disparo falso por vibraciones de máquina). • Si han actuado las protecciones propias y diferencial (daño interno por esfuerzos). *Si no coincide con disparo de interruptor aguas abajo:* • Si solo ha actuado la protección diferencial (falta fuera de la máquina).
Coloración rosa del silicagel	• Aire ambiente (humedad). • Desecador (ausencia de aceite en el depósito de sellado).	• Sustituir el silicagel. • Rellenar de aceite el depósito de sellado.	
Rezumamiento de aceite	• Tapón o válvula de vaciado y juntas (presión insuficiente, juntas defectuosas). • Relé Buchholz o DGPT2 (deficiente presión en juntas de estanqueidad, válvula de purga mal posicionada). • Pasatapas enchufables (presión insuficiente).	• Corregir o reapretar. • Contactar con el fabricante. • Corregir estanqueidad. • Verificar posicionamiento.	

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

(continúa)

Anomalías típicas en transformadores			
Síntomas	Causas probables	Soluciones	Actuaciones/acciones
En la conexión del transformador dispara el automático de protección	• Relé Buchholz o DGPT2 (presencia de gas). • Defecto en los bobinados. • Termómetro de contactos mal regulado. • Termostato (mal conexionado). • Conmutador de tomas (tensión primaria no coincide con posición del conmutador). • Fusibles (mal calibrados). • Relés de protección (mal reglaje de la temporización). • Bobinados (defecto).	• Purgar. • Verificar si el gas recogido es inflamable o no, en caso afirmativo contactar con el fabricante y no tratar de poner en tensión nuevamente el transformador. • Contactar con el fabricante. • Ajustar regulación. • Verificar esquema. • Verificar que la posición del conmutador corresponde con el valor de la tensión primaria. • Cambiar calibre de fusibles.	• Si solo han actuado las protecciones propias (falso disparo o defecto muy leve). • Si han actuado las protecciones propias y diferencial (daño interno grave). **Acciones:** • Analizar registros oscilográficos de las protecciones. • Comprobar presencia de daños externos de la máquina (expulsión de aceite, roturas, entre otros). • Comprobar presencia de gases en relé Buchholz. • Tomar muestras de aceite para analizar *online*. • Si hay indicios de falta interna, ensayar la máquina al completo. • Si los resultados son correctos, prueba de energización. • Si hay indicios de falta en el regulador, inspección interna del regulador. • Si hay indicios de falta en las conexiones de las bobinas a las bornas, bajar aceite e inspección interna. • Si hay indicios de falta leve en devanados externos y es fácilmente reparable, desencubar en campo. • Si hay indicios de falta en devanados internos, llevar a fábrica para desencubar y evaluar coste de reparación.
Tensión secundaria anormal. Ausencia de tensión	• Tensión primaria (ausencia). • Bobinados (no existe continuidad). • Conmutador de tomas (mal posicionado).	• Revisar instalación y contactar con la compañía eléctrica. • Contactar con el fabricante. • Cambiar posicionamiento del conmutador.	
Tensión muy baja	• Tensión primaria (muy baja).	• Revisar instalación y contactar con la compañía eléctrica.	
Tensión muy alta	• Tensión primaria (muy alta).	• Revisar instalación y contactar con la compañía eléctrica.	
Tensión desequilibrada	• Conmutador de tomas (mal posicionado). • Fusible (fundido). • Bobinados (sin continuidad). • Instalación de BT (desequilibrio de cargas, mal acoplamiento).	• Revisar instalación y contactar con la compañía eléctrica. • Cambiar fusible. • Contactar con el fabricante. • Revisar instalación de BT. • Verificar conexiones de BT.	
Disparos intempestivos durante el funcionamiento	• Termómetro de contactos (mal regulado). • Termostato (elevación anormal de la temperatura del aceite). • Bobinados (perforación de aislamientos). • Fusible (fundido). • Relés (mal temporizados). • Relé Buchholz o DGPT2 (presencia de gas).	• Verificar reglaje. • Disminuir la potencia activa y reactiva. • Verificar posibles aumentos de potencia y descargar el transformador. • Contactar con el fabricante. • Cambiar fusibles. • Revisar temporización. • Purgar. • Verificar si el gas recogido es inflamable o no, en caso afirmativo contactar con el fabricante y no tratar de poner en tensión nuevamente el transformador. • Revisar instalación y contactar con la compañía eléctrica.	
Temperatura de funcionamiento anormal	• Local de instalación con insuficiente ventilación (temperatura ambiente elevada). • Nivel de aceite escaso (refrigeración de la parte activa defectuosa). • Red de BT (sobrecarga).	• Revisar ventilación del local. • Controlar nivel a 20 °C. • Revisar instalación y contactar con la compañía eléctrica. • Verificar posible aumento de potencia y descargar el transformador.	

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Anomalías típicas en otros equipos

En la siguiente tabla se pueden apreciar las principales anomalías en interruptores, seccionadores o trafos de medida.

Tabla 6.18. Anomalías típicas en otros equipos

Equipo	Anomalía
Interruptores	*Mando:* • Mandos neumáticos o hidráulicos (pérdidas de presión). • Agarrotamiento del mando (grasa reseca, bajas temperaturas…). Suele producir el quemado de bobinas de disparo y cierre. La solución es el engrasado periódico, aumentar resistencias calefactoras y cambiar bobinas por otras de mayor potencia. • Hilos flojos en bornas (por vibraciones mecánicas). • Rotura de bielas o transmisiones (el interruptor no abre o no cierra) por desgaste mecánico por sobresfuerzo. • Amortiguadores mal ajustados. *Polos:* • Fuga de aceite o gas (SF6). • Aceite contaminado. • Rotura de ampolla de vacío. • Vacío: cebamiento por sobretensión de apertura.
Seccionadores	• Puntos calientes en contactos. • Problemas en el mando (suciedad, oxidación, bornas flojas, entre otros).
Transformadores de medida	• Deflagraciones debidas a sobretensiones. • Falta de aislamiento en cables de BT. • Devanados secundarios mal cableados.
Pararrayos	• Deflagraciones por envejecimiento. • Contador de descargas mal conectado.
Bornas	• Descargas parciales.
Instalación GIS	• Fugas de gas (juntas, poros en la envolvente). • Descargas parciales durante el ensayo de alta tensión (especialmente en compartimento de bornas).
Baterías	• Vasos cortocircuitados. Se detectan fácilmente cuando la batería entrega carga (por ejemplo, en una prueba de descarga). Deben ser sustituidos. • Bajo nivel o baja densidad del electrolito. Rellenar con nuevo electrolito e identificar la causa (exceso de temperatura, tensión baja de vaso…).
Cables	*Fallo de aislamiento en el cable:* • Efecto: cortocircuito y actuación de protecciones. • Causas habituales: agresión de terceros, deficiente tendido, entrada de humedad en el aislamiento por defecto previo, envejecimiento del aislamiento y sobretensiones en la red. Para la localización, utilizar sistemas de localización de averías de cables. *Fallo de empalme o terminal:* • Efecto: cortocircuito y actuación de protecciones. • Causas habituales: terminación de semiconductora, falta de estanqueidad y entrada posterior de humedad, puestas a tierra de resistencia elevada y sobretensiones en la red.
Cuadros de BT	• Terminales de conductor mal prensados. • Terminales flojos en bornas (deficiente apriete y vibración en mandos de interruptor). • Termostatos y/o calefactores dañados. • Corrosión de chapa. • Mal sellado de cables a la entrada y posible entrada de insectos o roedores.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Gamas de mantenimiento

Lista de tareas que se deben realizar en un equipo, en una instalación, en un sistema o incluso en una planta completa. La información básica que debería tener una gama de mantenimiento es la siguiente:

- Equipos en los que hay que realizar la tarea.
- Descripción de la tarea a realizar.
- Resultado de la realización.
- Valor de referencia, en el caso de que la tarea consista en una lectura de parámetros, una medición o una observación.

Las tareas se agrupan en gamas de mantenimiento siguiendo alguna característica común a todas las que la integran. Así, existen gamas por frecuencia (gamas diarias, gamas mensuales y gamas anuales, entre otras) o por especialidad (gamas de operación, gamas mecánicas, gamas eléctricas, gamas predictivas, etcétera).

Las operaciones a realizar se deben definir basándose en manuales de mantenimiento de los fabricantes y, sobre todo, en la experiencia del personal de mantenimiento.

Por cada gama de mantenimiento deben existir fichas con la siguiente información:

- Lista de componentes y subcomponentes a mantener.
- Operación a realizar en cada uno de ellos (observar, comprobar, medir, sustituir, etcétera).
- Frecuencia de operación.
- Codificación del resultado de la operación (realizado sin novedad, anomalía sin corregir, anomalía corregida, pieza cambiada, pieza corregida y cambiada, etcétera).

En el supuesto de que, después de un mantenimiento, haya anomalías pendientes de corregir, se deben clasificar según su gravedad y se debe programar su resolución.

Figura 6.66. *Mantenimiento de aisladores en un apoyo. Fuente: Elinsa.*

Tabla 6.19. Clasificación de anomalías y posible resolución

Defecto	Resolución
Muy grave	Inmediata
Grave	A corto plazo
Medio	A medio o largo plazo
Leve	A largo plazo o no resolver

Ficha de gama de mantenimiento preventivo

A continuación, se expone un ejemplo de una ficha de gama preventiva de un transformador de potencia en aceite.

Tabla 6.20. Ficha de gama de mantenimiento preventivo de un transformador

Gama de mantenimiento preventivo n.º 1	
Equipo a inspeccionar o revisar: transformador de potencia en aceite	
Operario:	
Fecha:	
Herramientas:	
Riesgos de trabajo y medidas preventivas:	
Materiales:	
Departamento responsable:	

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

(continúa)

Intervalo	Actividades a realizar
Diariamente	1. Tomar lecturas de corrientes y tensiones de carga. 2. Tomar lecturas de la temperatura del aceite y de la temperatura de devanados (si tuviera medidor). 3. Tomar lecturas de la temperatura del aceite entrante y saliente (ventilación por aire forzada). Tomar lectura de la temperatura del agua entrante y saliente (refrigeración por agua).
Diariamente *(continuación)*	4. Observar sonidos inusuales. 5. Observar las bombas de circulación y los ventiladores. ¿Deberían estar operando a esas temperaturas?
Semanalmente	1. Comprobar fugas de aceite. 2. Comprobar el nivel de aceite en el tanque y pasatapas. 3. Revisar los tubos de ventilación.
Mensualmente	1. Comprobar todos los medidores que tenga el transformador. Revisar fugas de aceite, uniones y tuberías. 2. Inspeccionar de forma general todo el transformador. Tomar nota del número de operaciones del cambiador de tomas en carga. 3. Revisar las alarmas de protección. Revisar el medidor de presión/vacío. Comparar las lecturas con las del fabricante. 4. Revisar el respirador deshidratante.
3 meses	1. Realizar pruebas del aceite dieléctrico. Tomar lecturas de la temperatura promedio del aceite. 2. Revisar la válvula de sobrepresión. 3. Revisar la existencia de fugas de aceite o agua.
6 meses	1. Realizar nuevas pruebas de aceite dieléctrico. Tomar lecturas de la temperatura promedio del aceite. 2. Observar si los pasatapas, aisladores y pararrayos están rotos, sucios, contaminados o hay existencia de fogoneo. 3. Revisar el sistema de puesta a tierra en busca de malos contactos, conexiones rotas o corroídas. 4. Realizar una cromatografía de gases del aceite.
Anualmente	1. Realizar nuevas pruebas de aceite dieléctrico. Tomar lectura de la temperatura promedio del aceite. 2. Limpieza de pasatapas/aisladores. 3. Realizar una termografía infrarroja en busca de puntos calientes, conexiones malas, porcelana rota, entre otros. 4. Inspeccionar los puentes del transformador a las barras o equipos en busca de deformación y/o envejecimiento. 5. Revisar circuitos de control. 6. Medir la resistencia de puesta a tierra del sistema. 7. Revisar la calibración de los relés. 8. Realizar una cromatografía de gases del aceite. 9. Inspeccionar la tapa principal del transformador en busca de humedad, polvo, óxido y fugas de aceite. 10. Revisar de forma visual el estado de los pararrayos. 11. Revisar bombas, ventiladores... 12. Realizar pruebas de factor de potencia de aislamiento al aceite y a los pasatapas. 13. Inspeccionar el cambiador de tomas en busca de fugas de aceite, desgaste, corrosión o malos contactos. 14. Sustituir pernos en mal estado y ajustar conexiones. 15. Realizar pruebas básicas al transformador.
2 años	1. Limpieza de pasatapas/aisladores. 2. Realizar la prueba de factor de potencia de aislamiento a todos los pasatapas.
3 años	1. Realizar una serie completa de pruebas eléctricas al transformador. 2. Realizar pruebas eléctricas al cambiador de tomas en carga. 3. Realizar la limpieza completa a los equipos de desconexión del transformador junto con la lubricación de los mismos. 4. Inspeccionar la válvula de sobrepresión.
6 años	1. Realizar una prueba de resistencia de aislamiento a los cables aislados. 2. Realizar una inspección interna del transformador. Revisar las partes mecánicas y eléctricas internas, especialmente los contactos del cambiador de tomas en carga.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

6.4.7. Localización rápida de averías

Para localizar las averías se pueden desarrollar árboles gráficos con preguntas y respuestas.

En general, para cada elemento se puede desarrollar un árbol de causas de fallo.

Como ejemplo, se muestra un árbol gráfico para un interruptor que no abre ni cierra desde el cuadro.

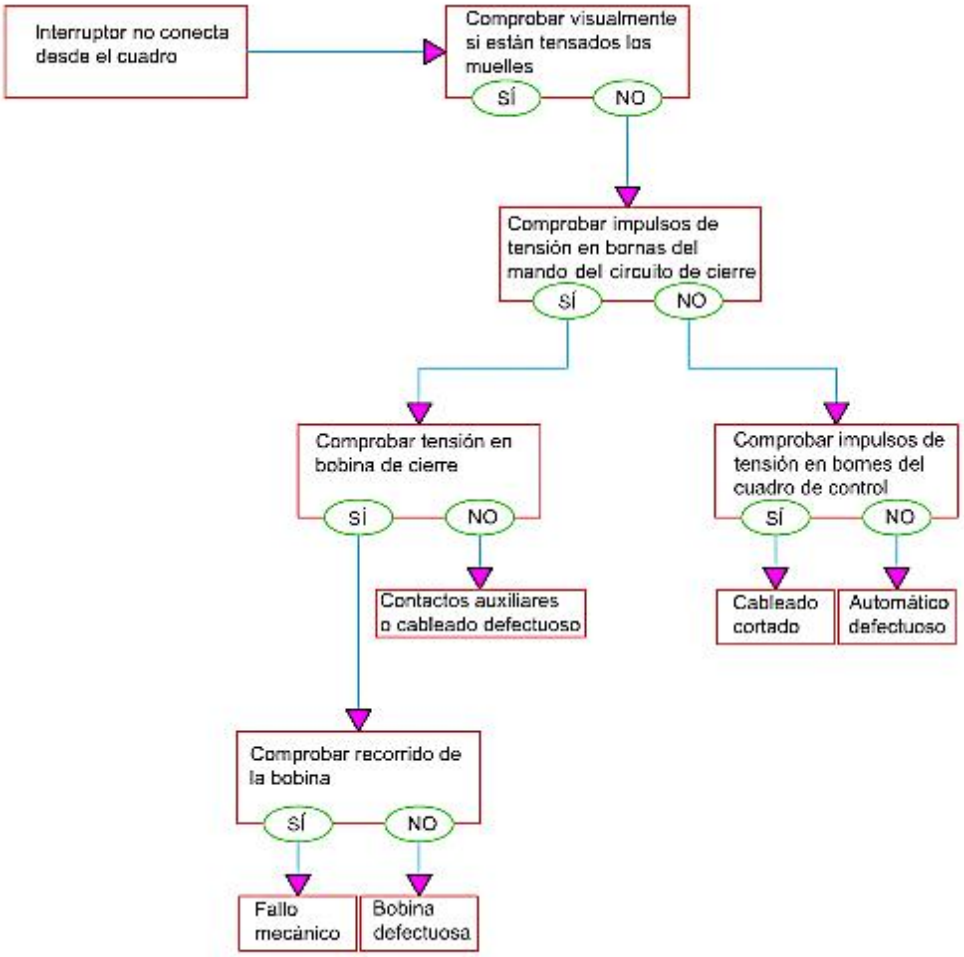


Figura 6.67. *Árbol gráfico para localización rápida de averías.*

SABÍAS QUE

Estos separadores aseguran una separación entre el aire y el aceite en el interior del depósito.

Figura 6.68. *Mantenimiento en un transformador con separador para proteger el aceite. Fuente: Fronal.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

6.4.8. Medios técnicos mínimos requeridos para la verificación o inspección de instalaciones de AT

Los equipos necesarios para cualquier categoría de la instalación son:

- Telurómetro.
- Medidor de aislamiento de, al menos, 10 kV.
- Pértiga detectora de la tensión.
- Pértigas de puesta a tierra y en cortocircuito.
- Multímetro o tenaza para las siguientes magnitudes:
  1. Tensión alterna y continua hasta 500 V.
  2. Intensidad alterna y continua hasta 20 A.
  3. Resistencia.
- Milióhmetro con fuente de intensidad de continua de 50 A.
- Medidor de tensiones de paso y contacto.
- Cámara de termografía.
- Equipo verificador de la continuidad de conductores.
- Equipos para comprobar el estado de transformadores e interruptores automáticos.
- Sistema de medida de la corriente de excitación y pérdidas en vacío de transformadores de potencia.
- Equipo medidor de relación de transformación y desfase.
- Medidor de capacidad y tangente de delta en transformadores.
- Medidor de la rigidez dieléctrica de aislantes líquidos.
- Medidor de tiempos de cierre y apertura de interruptores automáticos.

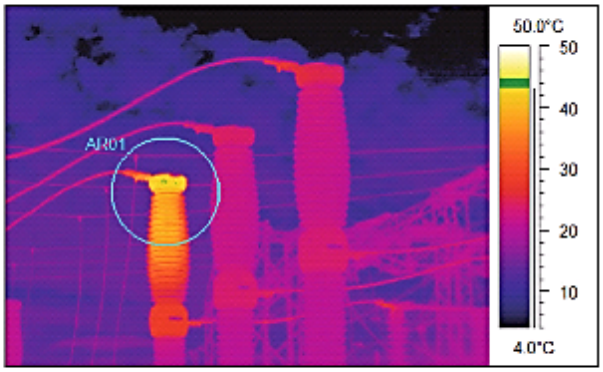


Figura 6.69. *Termografía. Fuente: Simaltec.*

6.4.9. Procedimiento a seguir ante incidencias en un transformador de potencia

Ante el desacople de red de un transformador de potencia (TP) por la actuación de las protecciones, antes de realizar cualquier acción, es necesario verificar (personal de control) los siguientes puntos:

- Protecciones actuadas del TP y su cronología.
- Alarmas previas al disparo y su cronología relacionadas con el TP, así como alarmas generales de la instalación (fuego, fallo en servicios auxiliares, etcétera).
- Estado de la red en el lado de alta y baja del TP en el momento del incidente, comprobando si el disparo es coincidente con cortocircuitos en barras (cero de tensión en barras).
- Coincidencia con condiciones meteorológicas adversas, maniobras de interruptores y disparo de líneas.
- Carga del TP en el momento del incidente.

Recomendaciones

- Se debe valorar siempre la posibilidad de no hacer ninguna prueba de cierre sobre el TP disparado por protecciones hasta la llegada de operación local.
- Ante la actuación de una protección en la que existan indicios suficientes de anomalía del relé, por ejemplo, disparo de protección diferencial o de cuba coincidente con disparo de línea y sin actuación de protecciones propias, es necesario que operación local y/o unidad de protecciones verifiquen que la actuación de la protección es correcta, y no un fallo en esta.
- Hay que tener en consideración siempre que un defecto urgente de un TP requiere su atención inmediata, y en su caso se debe dejar fuera de servicio la máquina.
- En todos los casos de disparo de un TP, para su puesta en servicio, se dará tensión por alta, manteniendo en vacío durante un corto tiempo antes de meter carga.
- Cuando se hace una prueba de cierre a un TP, será en vacío con los automatismos de reenganche en manual.
- Ante ceros de tensión en barras, siempre que sea posible, se probará la barra con una línea que tenga tensión de retorno.
- Si no se puede probar la barra con ninguna línea, se hará un solo intento con el TP que estaba acoplado a la barra disparada.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Figura 6.70. *Mantenimiento en armario eléctrico. Fuente: RDA.*

Figura 6.71. *Mantenimiento en una bobina de bloqueo. Fuente: Yaramoni.*

En la Tabla 6.21 se presenta un resumen de alarmas de TP y reactancia.

¿Recuerdas lo que es una reactancia?

Tabla 6.21. Resumen de alarmas de un transformador de potencia y de una reactancia

Alarmas y actuación en un transformador de potencia y una reactancia	
Alarma	**Actuación**
Alarma Buchholz	Llamada a retén
Disparo Buchholz	No reponer
Disparo Jansen (regulador)	No reponer
Fallo en cambiador de tomas en carga	No reponer si sale alarma con disparo
Alarma en protecciones mecánicas (imagen térmica, nivel de aceite del TP, nivel aceite del regulador, liberador de presión)	Llamada a retén
Alarma alta temperatura (termostato, termómetro e imagen térmica)	Llamada a retén
Alarma refrigeración (TP con aerorrefrigerante)	No reponer si sale alarma con disparo
Fallo de refrigeración urgente (procede al disparo temporizado)	No reponer si sale alarma con disparo
Disparo de protección de cuba	No reponer
Disparo de protección diferencial	No reponer
Disparo por sobreintensidad neutro	No reponer
Alarma reactancia zigzag (Buchholz, nivel, sobrepresión, temperatura)	No reponer si sale alarma con disparo
Disparo Buchholz de la reactancia	No reponer
Disparo sobreintensidad fase reactancia	No reponer
Disparo temporizado reactancia	No reponer
Disparo neutro zigzag	No reponer
Disparo homopolar (actuación de los relés del bobinado terciario)	Se puede reponer. Si la causa persiste, volverá a disparar. No es problema grave para el TP
Auto/manual del regulador del TP	Señalización
Posición toma de cambiador de tomas en carga	Señalización
Posición toma extrema cambiador de tomas en carga	Señalización

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

6.4.10. Gestión del mantenimiento

La estrategia general del mantenimiento se basa en:

- Cumplir todos los aspectos reglamentarios.
- Maximizar fiabilidad y disponibilidad, minimizando costes.
- Alargar la vida útil de las instalaciones.
- Contribuir a cumplir los indicadores de calidad del suministro.

En la Figura 6.72 se indican, de forma resumida, las acciones y los aspectos a tener en cuenta a la hora de gestionar el mantenimiento en una instalación.

SABÍAS QUE

Lo que no se mide, no se controla, y lo que no se controla, no se mejora.

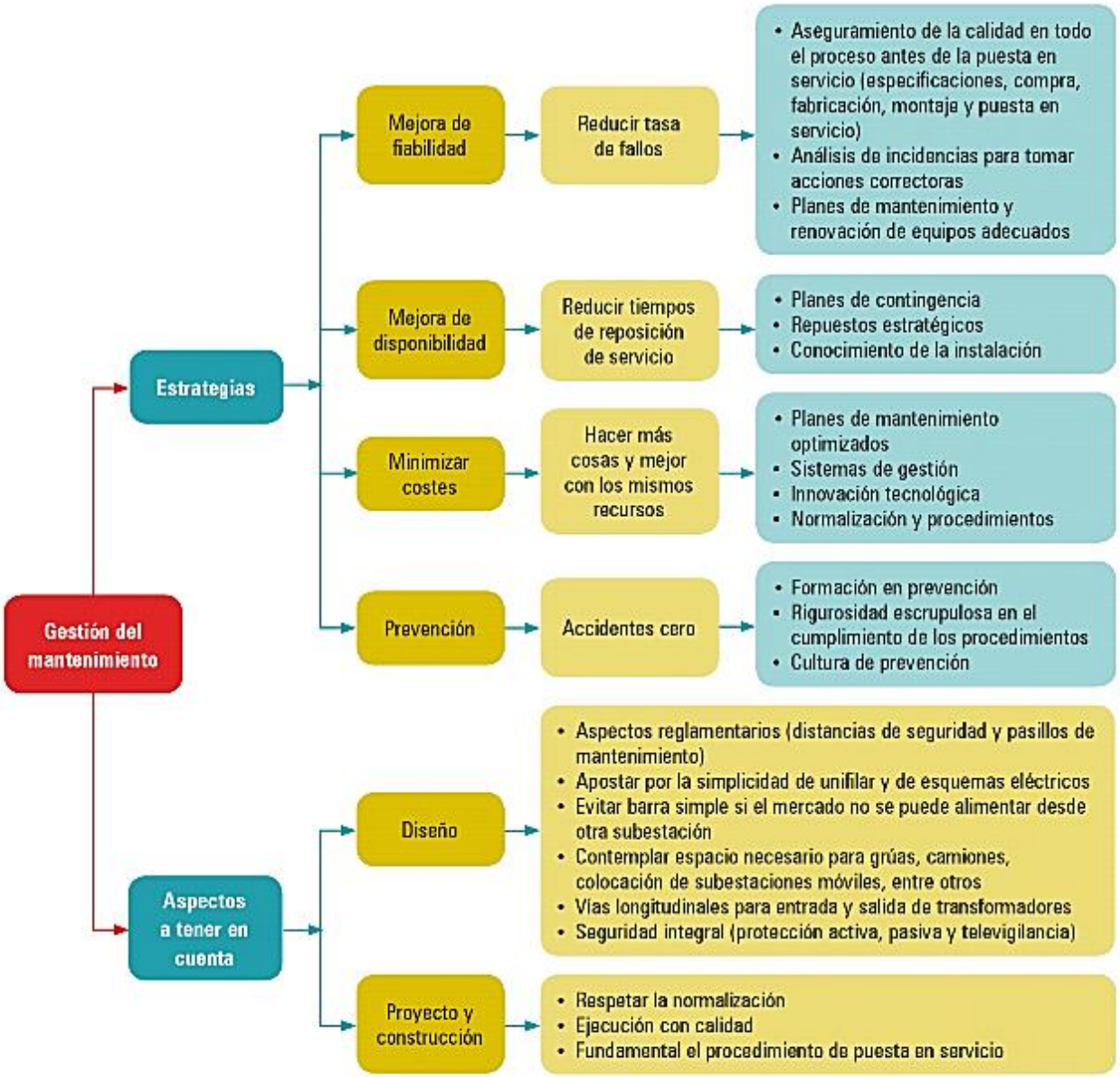


Figura 6.72. *Esquema de la gestión del mantenimiento.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Las tendencias de futuro para tener instalaciones de bajo mantenimiento y máxima fiabilidad son:

- Aislamientos poliméricos.
- Monitorización *online* de elementos.
- Gestión de activos.
- Integración de protección, control, mando y medida.
- Sustitución del cable de cobre por fibra óptica (protocolo 61850).
- Compactación de instalaciones.
- Transformadores con gas (SF6) y transformadores secos de potencia.

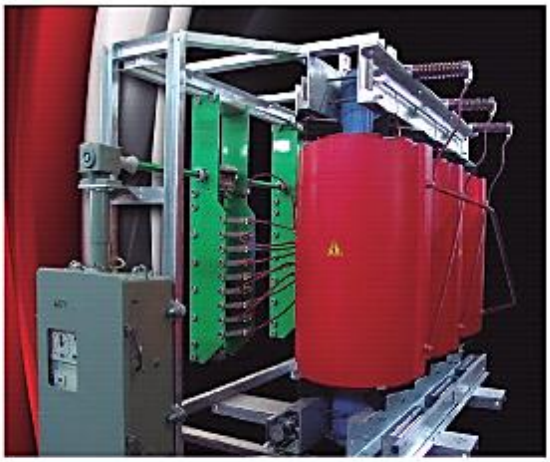


Figura 6.73. *Transformador de tipo seco. Fuente: Ellas Transformador.*

Figura 6.74. *Transformador de potencia con gas (SF6). Fuente: Shihlin Electric.*

SABÍAS QUE

La norma IEC 61850 es un estándar para el diseño de la automatización de subestaciones eléctricas.

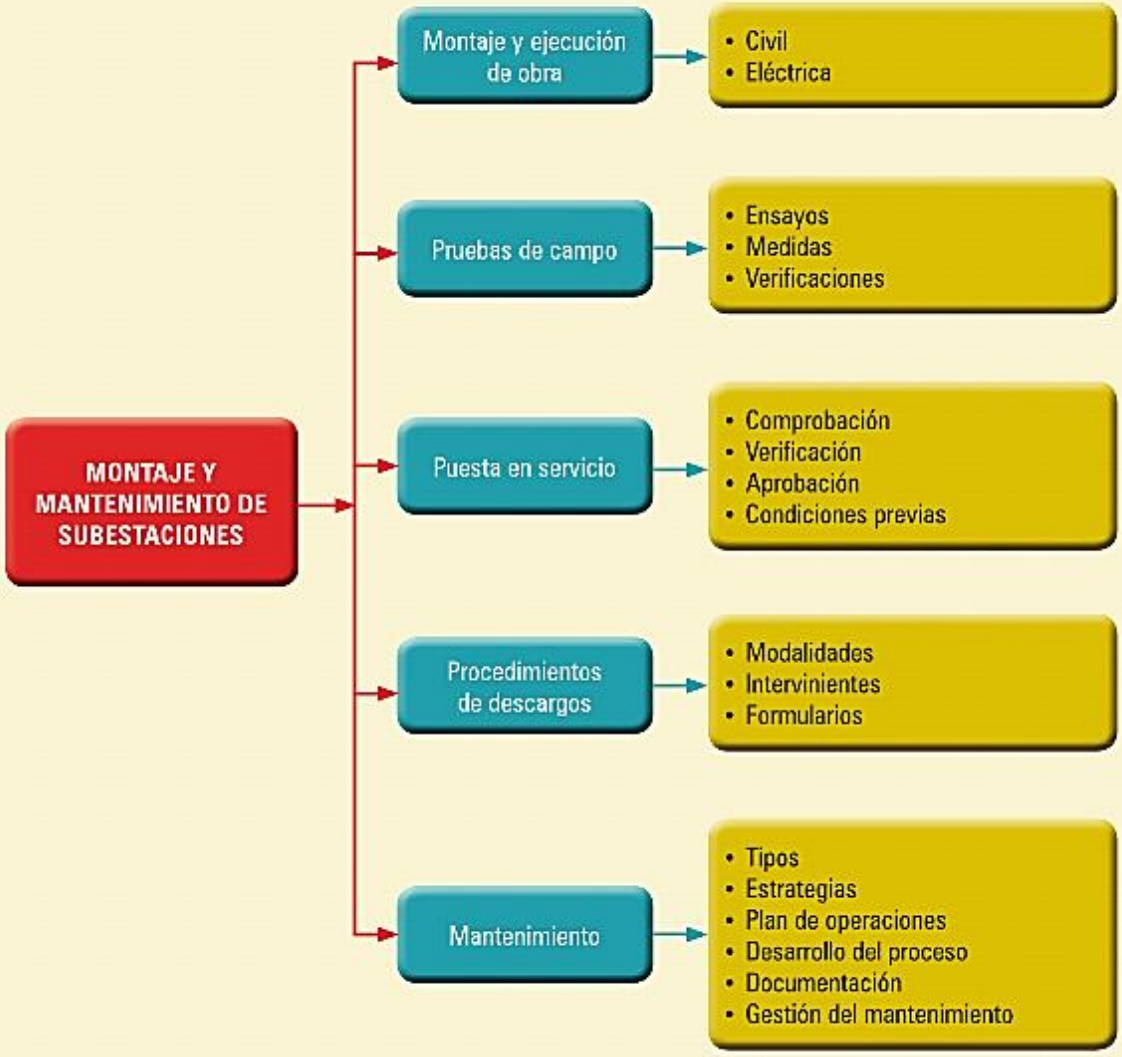
El beneficio de un equipo IEC 61850 no está al nivel del equipo, sino al nivel del sistema. Todos los equipos deben estar diseñados para encajar en los sistemas basados en IEC 61850.

¿Sabes qué significa IEC?

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

MAPA CONCEPTUAL - RESUMEN



Resumen

El procedimiento de ejecución de una subestación eléctrica contiene una serie de fases, como pueden ser: proyecto, tramitaciones, montaje, pruebas de campo y puesta en servicio, entre otras.

La obra civil puede tener distintos trabajos, como pueden ser: explanación, red de drenajes, red de tierras, cimentaciones, etcétera.

A la hora de realizar un descargo se deben definir las distintas zonas de trabajo y los responsables de este.

El mantenimiento de una instalación tiene una gran importancia para la vida útil de los equipos y elementos. En cada tipo de mantenimiento se deben definir los responsables del mismo, las actividades principales, la documentación y la frecuencia de medición, entre otros.

En las operaciones de montaje y mantenimiento se deben tener en cuenta las recomendaciones dadas por el fabricante del equipo en su manual de usuario.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Conceptos clave

As built. Son planos de obra ejecutada, es decir, documentación que refleja lo que realmente se ha construido. A veces es muy diferente al proyecto inicial.

Avería. Interrupción no programada en el estado de la red física o del flujo energético, causada por acciones propias o ajenas y/o por el estado de conservación de las instalaciones, que produce interrupción o perturbación.

Bloqueo o enclavamiento. Se entiende por bloqueo la inmovilización física de un aparato de corte mediante elementos mecánicos o mediante la eliminación del suministro de energía que lo acciona.

En caso de apertura de puentes se inmovilizarán los extremos de los conductores, a fin de impedir su contacto, manteniendo la distancia mínima de aislamiento. El bloqueo de un aparato de corte implicará la colocación en el mando del mismo de la señal de seguridad «Prohibido maniobrar trabajos», indicando, además, el número de descargo y el aparato afectado.

Circuito o línea abierta. Se considera como tal cuando esté abierto el interruptor y cerrados todos sus seccionadores, excepto el de *bypass* (si existe), y el de puesta a tierra, todo ello independientemente de que, si se trata de una línea, tenga o no tensión en punta o en retorno.

Circuito o línea puesta a tierra. Para ello será necesario que, además de cumplirse las condiciones propias de un circuito o línea seccionada, esté cerrado su seccionador de puesta a tierra.

Circuito o línea seccionada. Para considerarla como tal será preciso, además de cumplir las condiciones propias de un circuito o línea abierta, que todos sus seccionadores estén abiertos.

Cliente. Persona o empresa propietaria final de la instalación de consumo o generación y de la parte de la instalación de conexión correspondiente.

Corte efectivo. En caso de ser corte visible, se realizará mediante la apertura de todas las fuentes de tensión por medio de interruptores y la posterior apertura de seccionadores en su posición de máxima separación, fusibles y puentes. En los equipos que en el mismo módulo reúnan las características de interruptor y seccionador, se verifica el corte efectivo a través de los indicadores de posición del propio equipo.

Disponibilidad. Actitud de un elemento para realizar la función prevista en un momento determinado, en función de su fiabilidad y las condiciones de mantenimiento.

Encargo de servicio (ES). Instrucción escrita que define el trabajo que debe llevarse a cabo por la empresa contratista, debidamente referenciado y con sus características principales, donde se incluyen: número, sector, servicio ejecutor y solicitante, responsable del trabajo, fecha de realización (inicio y final), tipificación del trabajo, descripción del trabajo, descargo asociado o no, instalación o parte de la instalación afectada/referida, instrucciones de seguridad aplicables y presupuesto/coste de material.

Explotación. Todas las actividades en las que se incluyen los trabajos necesarios para permitir que una instalación eléctrica funcione. Estas actividades incluyen los trabajos tales como maniobras, el mando, el control y el mantenimiento, así como el trabajo eléctrico y no eléctrico.

Fuente de tensión. Es cualquier parte o elemento de una instalación eléctrica por la que puede llegar energía eléctrica a la misma. Se incluyen en este concepto aquellos elementos que pueden suministrar energía eléctrica, pero que en condiciones normales no está previsto que lo hagan (grupos electrógenos, tensiones de retorno...).

GIS. Tecnología blindada. Subestaciones implementadas mediante equipos (celdas) con aislamiento completo en hexafluoruro de azufre.

HIS. Tecnología intemperie híbrida. Subestaciones implementadas mediante equipos de instalación exterior en los que los componentes de corte y seccionamiento están aislados en hexafluoruro de azufre bajo una envolvente metálica. El resto de elementos que configuran la posición presentan aislamiento de aire entre fases.

IEC. Comisón Eléctrotécnica Internacional.

Incidencia. Fallo que determina una disfunción del equipo.

Inspección. Reconocimiento visual y periódico efectuado a un material, equipo o sistema verificando su estado real en comparación con el exigido. Corresponde a una intervención sin herramientas ni equipos auxiliares, y no precisa retirada del servicio del equipo.

Instalación de conexión. Instalación que sirve de enlace entre una instalación de consumo o centro de generación y la red de distribución existente o planificada.

Intensidad de defecto. Valor que alcanza una corriente de defecto.

Mantenibilidad. Actitud de un determinado elemento para mantenerse en servicio después de haberse realizado un mantenimiento.

Mantenimiento basado en el riesgo (RBI). Se basa en priorizar las actuaciones de mantenimiento en función de la probabilidad de fallo del equipo y de las repercusiones que tenga dicho fallo.

Mantenimiento basado en la condición (CBM). Se basa en actuar únicamente en los equipos que lo necesiten, inde-

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

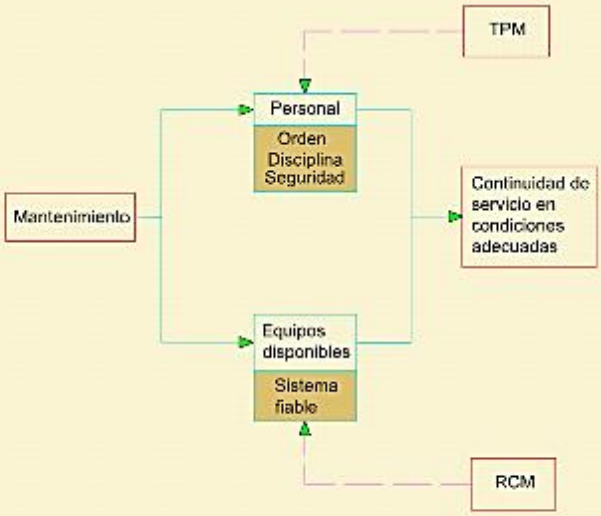
CONCEPTOS CLAVE - WEB

pendientemente del tiempo transcurrido entre revisiones para mantener sus condiciones nominales. Realización de ensayos predictivos para evaluar el estado del equipo.

Mantenimiento basado en la fiabilidad (RCM). Es un sistema que se basa en identificar modos de fallos de equipos y utilizar técnicas de mantenimiento que eviten cada modo de fallo. Es un plan de mantenimiento personalizado por equipo.

Mantenimiento proactivo. Consiste en el estudio de fallas y análisis de la actividad de mantenimiento, para poder obtener conclusiones y dar sugerencias para mejorar la función de mantenimiento.

Mantenimiento productivo total (TPM). Es una filosofía de mantenimiento que exige calidad total en el trabajo de mantenimiento.



Niveles de mantenimiento. Las clases de mantenimiento por niveles pueden ser:

N1: ajustes y cambios previstos por el fabricante.

N2: arreglos y cambios de elementos desgastados.

N3: averías y reparaciones menores que producen paros más o menos largos.

N4: se aplica mantenimiento preventivo y correctivo.

N5: reparaciones y modificaciones importantes que incluso requieren ayuda externa.

N6: se incorporan elementos de nueva tecnología en los equipos.

Orden de trabajo (OT). Instrucción escrita que define el trabajo que debe llevarse a cabo por la unidad de mantenimiento, debidamente referenciado y con sus características principales, donde se incluyen: número, sector, servicio ejecutor y solicitante, responsable del trabajo, fecha de realización (inicio y fin), tipificación del trabajo, descripción del trabajo, descargo asociado o no, instalación o parte de la instalación afectada/referida, instrucciones de seguridad aplicables y presupuesto/coste de material.

Promotor. Persona o empresa que decide, impulsa, programa y/o financia, con recursos propios o ajenos, las obras de la instalación eléctrica.

Puesta a tierra y en cortocircuito. Consiste en unir todas las fases mediante un elemento conductor previamente puesto a tierra. Tanto el elemento conductor como los accesorios deben tener las características adecuadas para soportar las corrientes de cortocircuito que pudieran generarse.

Punto de conexión. Punto de entronque donde la instalación de conexión se une a la red de distribución existente o planificada.

Recurso preventivo. El empresario podrá asignar la presencia de forma expresa a uno o varios trabajadores de la empresa que, sin formar parte del servicio de prevención propio ni ser trabajadores designados, reúnan los conocimientos, la cualificación y la experiencia necesaria en las actividades y procesos, y cuenten con la formación preventiva correspondiente, como mínimo, a las funciones de nivel básico.

Revisión. Acción de inspección y saneamiento del objeto de la revisión, lo que comprende acciones de limpieza, corrección, reparación y sustitución o cambios con pruebas de lo que se considere como consecuencia de la inspección complementaria.

Sector de mantenimiento de subestaciones. Parte de la organización conformada por personal y subestaciones que tiene responsabilidad directa sobre un ámbito local o provincial de las mismas.

Tasa de fallo. Es el número de averías por unidad de uso, horas de funcionamiento, piezas realizadas, entre otros.

Tensión de contacto. Es la fracción de la tensión de puesta a tierra que puede ser puenteada por una persona entra la mano y un punto del terreno situado a un metro de separación, o entre ambas manos.

Tensión de defecto. Tensión que aparece a causa de un defecto de aislamiento entre dos masas, entre una masa y un elemento conductor, o entre una masa y tierra.

Tensión de paso. Es la parte de la tensión a tierra que aparece en caso de un defecto a tierra entre dos puntos del terreno separados a un metro.

TIEPI: tiempo de interrupción equivalente de la potencia instalada.

$$TIEPI = \frac{kVA\ instaladas\ interrumpidas \times horas\ de\ interrupción}{Potencia\ total\ instalada\ (kVA)}$$

Tierra de protección. Se entenderá por tierra de protección la puesta a tierra de toda pieza conductora que no forma parte del circuito activo, pero que en condiciones de falla puede quedar energizada. Su finalidad es proteger a las personas contra tensiones de contacto peligrosas.

Tierra de servicio. Se entenderá por tierra de servicio la puesta a tierra de un punto de la alimentación, en particular el neutro en caso de instalaciones conectadas en BT, o el neutro del

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

transformador que alimente la instalación en caso de media o alta tensión, alimentados con transformadores monofásicos o trifásicos con su secundario conectado en estrella.

Trabajador autorizado. Aquel que ha sido autorizado por el empresario para realizar determinados trabajos con riesgo eléctrico, en base a su capacidad para hacerlos de forma correcta y segura.

Un «trabajador autorizado» no es solo un trabajador que ha recibido la formación e información a que hace referencia la Ley de Prevención de Riesgos Laborales, sino que, además, debe haber sido específicamente autorizado por el empresario para realizar el tipo de trabajo con riesgo eléctrico de que se trate, en base a su capacidad de realizarlo de manera correcta. Obsérvese que la capacidad es una condición necesaria, pero no suficiente, para ser «trabajador autorizado».

Trabajador cualificado. Trabajador autorizado que posee conocimientos en materia de instalaciones eléctricas, debido a su formación acreditada, profesional o universitaria, o a su experiencia certificada de dos o más años.

Trabajador normal. Trabajador que no es ni cualificado ni autorizado.

Trabajo en tensión. Trabajo durante el cual el trabajador entra deliberadamente en contacto con partes en tensión, o entra deliberadamente en la zona de trabajo en tensión, bien sea con una parte de su cuerpo o con las herramientas, equipos o dispositivos que manipule.

Trabajo sin tensión. Trabajo realizado en instalaciones eléctricas sin tensión y sin carga eléctrica que se realiza después de haber tomado todas las medidas para prevenir el riesgo eléctrico.

UNESA. Asociación Española de la Industria Eléctrica.

Páginas web de interés

Empresa	Producto	Página Web
GE-Power	Multilin (*software* de monitorización y mando de subestaciones)	www.gemultilin.com
Mapex	GMAO (*software* de mantenimiento)	www.emapex.com
Mpsoftware	MP (*software* de mantenimiento)	www.mpsoftware.com.mx
Syse	Montaje y mantenimiento	www.syse.com.mx
Sagova	Montaje y mantenimiento	www.sagova.com
Transformadores Molina	Mantenimiento	www.transformadoresmolina.com
Tcman	GIM Software (gestión del mantenimiento integral)	www.tcman.com

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Actividades de comprobación

Algunas preguntas pueden tener varias respuestas.

6.1. En la puesta en servicio debe entregarse la documentación *as built*.

a) Verdadero.
b) Falso.

6.2. Los trabajos que se realizan en el montaje de la obra civil de una subestación son:

a) El desbrozado de terrenos.
b) El montaje de interruptores.
c) La red de tierras.
d) Los viales.
e) La verificación del aceite del transformador.

6.3. Una deficiencia técnica de obligada resolución es la falta de continuidad del circuito de tierra.

a) Verdadero.
b) Falso.

6.4. Una vez terminado el montaje, se deben verificar las medidas de las tensiones de paso y contacto.

a) Verdadero.
b) Falso.

6.5. El acta de puesta en marcha no es un requisito imprescindible para energizar la instalación.

a) Verdadero.
b) Falso.

6.6. La zona de trabajo es la única donde se pueden realizar trabajos sin tensión.

a) Verdadero.
b) Falso.

6.7. El centro de control es el que establece y coordina la zona de trabajo.

a) Verdadero.
b) Falso.

6.8. Una instalación eléctrica en servicio está:

a) Sin tensión.
b) En tensión.
c) En tensión con carga.
d) En tensión con o sin carga.

6.9. Un descargo puede ser:

a) No programado.
b) Urgente.
c) Significativo.
d) Fuera de servicio.

6.10. Un descargo continuado es el que no se devuelve hasta la finalización del trabajo.

a) Verdadero.
b) Falso.

6.11. El equipo de trabajo debe conocer las condiciones de seguridad de:

a) La zona de trabajo antes de intervenir en la misma.
b) La zona protegida.
c) La zona de trabajo después de intervenir en la misma.
d) La zona de maniobras.

6.12. El manual de usuario de un equipo eléctrico lo elabora:

a) La compañía eléctrica.
b) El fabricante del equipo eléctrico.
c) El cliente.
d) La Administración.

6.13. En el mantenimiento preventivo:

a) Se corrige antes de que se produzca la avería.
b) Se corrige después de que se produzca la avería.
c) Se revisa antes de que se produzca la avería.

6.14. Una estrategia de mantenimiento es la sistemática.

a) Verdadero.
b) Falso.

6.15. El sistema de gestión de mantenimiento se designa por:

a) SGM.
b) GMS.
c) SMG.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

6.16. La documentación básica en mantenimiento puede ser:

a) Gamas de mantenimiento.

b) Proyecto con memoria técnica.

c) Manual de mantenimiento.

d) Fichas de mantenimiento.

6.17. Una anomalía en una instalación GIS a la hora de hacer mantenimiento correctivo puede ser:

a) Fallo de aislamiento de cables.

b) Fugas de gas.

c) Descargas parciales durante el ensayo de alta tensión.

d) Fugas de aceite.

6.18. La cámara de termografía es un medio técnico mínimo requerido para la verificación o inspección de instalaciones de AT.

a) Verdadero.

b) Falso.

6.19. Una estrategia en la gestión del mantenimiento es la mejora de la fiabilidad.

a) Verdadero.

b) Falso.

6.20. Las gamas de mantenimiento por especialidad pueden ser:

a) Gamas de operación.

b) Gamas anuales.

c) Gamas mensuales.

d) Gamas mecánicas.

6.21. Las operaciones que se deben realizar en las gamas de mantenimiento se deben definir, sobre todo, basadas en la experiencia del personal de mantenimiento.

a) Verdadero.

b) Falso.

Actividades de aplicación

6.1. Relaciona los distintos agentes que intervienen en la definición de una zona protegida:

Zona protegida	Relación	Persona
Pide que se cree		Operador local (1)
Decide la creación, ordena y coordina la realización		Solicitante (2)
Realiza		Centro de control (3)

6.2. Las dimensiones pequeñas de los equipos GIS hacen [_____].

6.3. La puesta en servicio no se iniciará hasta [_____].

6.4. El promotor se encargará de coordinar con la empresa eléctrica el programa de pruebas [_____].

6.5. Una instalación en descargo no está todavía en [_____].

6.6. Las puestas a tierra se colocarán tan próximas como sea posible al lugar de trabajo [_____].

6.7. Desde el momento en que se suprima una de las medidas inicialmente adoptadas para realizar el trabajo sin tensión en condiciones de seguridad, [_____].

6.8. El AMFE es un método de análisis de fiabilidad para identificar aquellos fallos cuyas consecuencias afecten de forma significativa [_____].

6.9. El plan de operaciones en mantenimiento permite desarrollar paso a paso una actividad de forma metódica y [_____].

6.10. En la siguiente figura indica:

a) ¿De qué esquema se trata?

b) ¿Cuáles son las fuentes de tensión?

c) ¿Cuáles son las operaciones a realizar en zona protegida y en descargo?

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

6.11. En la siguiente figura, completa la información que falta:

6.12. En la siguiente tabla de registros de un mantenimiento preventivo, completa la información que falta:

Registro/dato	Responsable	Soporte	Formato	Lugar del archivo	Tiempo de conservación
Registro de inspección / revisión	Sector	Papel/electrónico	--------	SGM/sector	3 años
Informe semanal operativa / planificación semanal		Electrónico		SGM / servidor local	1 año
Orden de trabajo cumplimentada		Electrónico	Según SGM		
				Sector	
Encargo de servicio	Sector			SGM	3 años

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

6.13. En la siguiente figura, completa la información que falta:

6.14. En la siguiente tabla de frecuencias de inspección en función del equipo, completa la información que falta:

Equipo	Inspección visual	Revisión detallada	Frecuencia
Transformador de potencia	No requiere descargo. Según importancia de la subestación		Mensual o trimestral
		Coincidiendo con descargos programados para revisión del regulador o ensayos predictivos	Máximo 6 años
Interruptores			Mensual o trimestral
Seccionadores	No requiere descargo. Según importancia de la subestación		Mensual o trimestral
		Seccionadores de barras con descargo de la barra	
Fuentes de alimentación y servicios auxiliares	Según importancia de la subestación		

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

6.15. En la siguiente tabla, que figura en Anexos, de diagnóstico de transformadores energizados, completa la información que falta en las correspondientes celdas (puedes acceder a los Anexos de este libro a través de la ficha web de la obra en http://www.paraninfo.es mediante un sencillo registro desde la sección de «Recursos previo registro»):

Técnicas de diagnóstico de transformadores	
Transformador energizado	
Prueba	**Detecta**
Análisis de gases disueltos	
Pruebas físicas y químicas del aceite	Humedad, acidez, tensión superficial, furanos, rigidez dieléctrica y factor de potencia
Inspección externa física	
Temperaturas externas del tanque principal y cambiador de tomas	Cambios de temperatura debidos a cambios en la carga y temperatura ambiente
Termovisión	
Análisis acústico (ultrasónico)	
Detección sónica de fallos	
Análisis de vibraciones	

6.16. En la siguiente tabla, que figura en Anexos, del comparativo de diferentes técnicas de corte, completa la información que falta en las correspondientes celdas (puedes acceder a los Anexos de este libro a través de la ficha web de la obra en http://www.paraninfo.es mediante un sencillo registro desde la sección de «Recursos previo registro»):

Concepto	Aceite	Aire	SF6/vacío
Seguridad		Manifestaciones exteriores importantes (emisiones de gases ionizados y calientes después de los cortes)	
Ocupación del espacio	Volumen del aparato relativamente importante		Pequeña
Mantenimiento		Si es posible, periódica sustitución de los contactos del arco. Mantenimiento periódico del actuador	
Sensibilidad al entorno			No sensibles (cámara sellada de por vida)
Corte en ciclo rápido	El tiempo de disminución de presión, largo, necesita desclasificar el PdC si hay riesgo de cortes		
Durabilidad mecánica	Mediocre		

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

6.17. En la siguiente tabla de alarmas de un transformador de potencia y de una reactancia, completa la información que falta en las correspondientes celdas:

Alarmas y actuación en un transformador de potencia y una reactancia	
Alarma	Actuación
Alarma Buchholz	
Disparo Buchholz	
Disparo Jansen (regulador)	
Fallo en cambiador de tomas en carga	
Alarma en protecciones mecánicas (imagen térmica, nivel de aceite del TP, nivel aceite del regulador, liberador de presión)	
Alarma alta temperatura (termostato, termómetro e imagen térmica)	Llamada a retén
Alarma refrigeración (TP con aerorrefrigerante)	
Fallo de refrigeración urgente (procede al disparo temporizado)	
Disparo de protección de cuba	No reponer
Disparo de protección diferencial	
Disparo por sobreintensidad neutro	
Alarma reactancia zigzag (Buchholz, nivel, sobrepresión, temperatura)	
Disparo Buchholz de la reactancia	No reponer
Disparo sobreintensidad fase reactancia	
Disparo temporizado reactancia	
Disparo neutro zigzag	No reponer
Disparo homopolar (actuación de los relés del bobinado terciario)	
Auto/manual del regulador del TP	Señalización
Posición toma de cambiador de tomas en carga	
Posición toma extrema cambiador de tomas en carga	

Actividades de ampliación

6.1. Realiza, en dos grupos de alumnos, un informe sobre el montaje y mantenimiento de pasatapas para transformadores. Tienes información en el siguiente enlace: http://www.hspkoeln.de/upload/downloads/bal/BAL_EKTG_05s.pdf (la información la puedes ver en español).

6.2. Realiza, en dos grupos de alumnos, un informe sobre el montaje y mantenimiento de transformadores de medida y protección. Tienes información en el siguiente enlace: http://www.lescop.com/(edit)/es/pdf/Manual_instrucciones_V4_web.pdf

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Medidas y ensayos en subestaciones eléctricas

7

Contenidos

- 7.1. Procedimientos normales de explotación
- 7.2. Pruebas en subestaciones
- 7.3. Descripción de ensayos en transformadores de potencia
- 7.4. Descargas parciales
- 7.5. Pruebas y ensayos en interruptores
- 7.6. Análisis de gas SF6
- 7.7. Otras pruebas y ensayos

Objetivos

- Conocer las distintas actividades para realizar maniobras, medidas y ensayos en las subestaciones.
- Interpretar los distintos tipos de ensayos de transformadores de potencia, trafos de medida, interruptores y seccionadores utilizados en las subestaciones.
- Analizar los parámetros característicos obtenidos en los ensayos.
- Identificar los equipos utilizados en los ensayos por su forma exterior, placa de características y esquema eléctrico.

Para que los equipos empleados en las subestaciones se mantengan en perfecto estado es necesario realizar una serie de ensayos, medidas y pruebas sobre los mismos.

Entre los distintos ensayos y pruebas que se llevan a cabo, destacan fundamentalmente los que se realizan a los transformadores, por ser la máquina más importante en una red eléctrica.

Otros ensayos de importancia son los que se realizan a los interruptores, seccionadores, entre otros.

Es importante que el alumnado conozca los distintos equipos que se utilizan para realizar los ensayos y que además visualice cómo se realizan, aunque sea a través de vídeos u otro tipo de información.

CamScanner

7.1. Procedimientos normales de explotación

Cuando se realicen las actividades de maniobras y verificaciones se deben utilizar herramientas y equipos apropiados, para evitar el riesgo eléctrico a los trabajadores. Estas actividades deben ser aprobadas por el responsable de la instalación eléctrica, el cual debe ser informado cuando se hayan completado los procedimientos de explotación habituales.

7.1.1. Maniobras

Las maniobras están diseñadas para cambiar el estado eléctrico de una instalación eléctrica. Hay dos clases de maniobras:

- Maniobras cuyo fin es modificar el estado eléctrico de una instalación, con el fin de utilizar un equipo, cerrar o abrir un circuito y poner en marcha o parar equipos diseñados, para ser utilizados de esta forma sin riesgos, siempre que eso sea razonablemente ejecutable.
- Desconexión o reconexión de las instalaciones para realizar trabajos.

Las maniobras pueden realizarse localmente o por control remoto.

Solamente trabajadores cualificados o autorizados deben realizar maniobras de urgencia en instalaciones de distribución.

Si en una instalación eléctrica de tensión asignada superior a 1 kV no se elimina un defecto a tierra, se deben tomar medidas para localizar dicho defecto, así como tomar medidas de seguridad adecuadas para la protección y para la seguridad personales.

7.1.2. Medidas

Las medidas son actividades destinadas a medir las magnitudes físicas en una instalación eléctrica. No se deben realizar más que por trabajadores cualificados o autorizados, o por trabajadores normales bajo el control o la supervisión de un trabajador cualificado.

Para realizar medidas en instalaciones eléctricas, hay que utilizar instrumentos de medida adecuados y seguros.

Estos instrumentos se deben comprobar antes de utilizarlos y, si es necesario, después de su utilización.

Si existe riesgo de contacto con elementos en tensión, el personal que realiza las medidas ha de utilizar equipos de protección individual, y se deben tomar medidas de precaución contra choques eléctricos, así como contra los efectos de cortocircuitos y arcos eléctricos.

Figura 7.1. *Medidas en celdas de una subestación. Fuente: Syse.*

7.1.3. Ensayos

Los ensayos comprenden todas las actividades concebidas para verificar el funcionamiento o el estado eléctrico, mecánico o térmico de una instalación eléctrica. Comprenden igualmente las actividades destinadas a comprobar la eficacia, por ejemplo, de las protecciones eléctricas y de los circuitos de seguridad. Los ensayos pueden incluir mediciones que hay que realizar. No se deben realizar más que por trabajadores cualificados o autorizados, o por trabajadores normales bajo el control y la supervisión de un trabajador cualificado.

Los ensayos en una instalación sin tensión deben ser realizados de acuerdo con las reglas para los trabajos sin tensión. Cuando sea necesario abrir o retirar los dispositivos de puesta a tierra y en cortocircuito, se han de tomar las precauciones necesarias para evitar la realimentación a través de cualquier posible fuente de alimentación y para prevenir el riesgo de un choque eléctrico para el personal.

Cuando los ensayos se realizan utilizando una fuente de alimentación exterior, se deben tomar precauciones para asegurar que:

- La instalación está separada de todas las fuentes normales de alimentación.
- La instalación no puede ser realimentada por ninguna otra fuente de alimentación.
- Se deben tomar medidas de seguridad frente al riesgo eléctrico para las personas presentes durante la realización de los ensayos.
- Los puntos de corte tienen un aislamiento suficiente para resistir la aplicación simultánea de la tensión de ensayo por un lado, y la tensión de servicio por otro.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Figura 7.2. *Taller de ensayos de transformadores. Fuente: Etra.*

Algunos tipos especializados de ensayos eléctricos, por ejemplo, en laboratorios de ensayos en alta tensión, en los que hay partes en tensión accesibles, se deben realizar por trabajadores cualificados que hayan recibido una adecuada formación especial. Si es necesario, se deben adoptar medidas de protección complementarias basadas en lo que se indica en la norma UNE 50191 (instalación y explotación de equipos de ensayos eléctricos).

7.1.4. Inspecciones

El objeto de las inspecciones es asegurar que una instalación eléctrica está de acuerdo con las reglamentaciones técnicas y de seguridad especificadas en las normas. Las instalaciones nuevas, así como las ampliaciones y modificaciones de las existentes, deben ser inspeccionadas previamente a la puesta en servicio.

Las inspecciones pueden incluir las etapas siguientes:

- Examen visual.
- Medidas y/o ensayos.

Las inspecciones se deben realizar con referencia a los planos eléctricos relevantes y a las especificaciones.

Los defectos que signifiquen un peligro inminente deben corregirse sin demora, o las partes defectuosas deben ser desconectadas sin dilación, asegurándolas contra una eventual reconexión.

Las inspecciones se deben realizar por trabajadores cualificados con experiencia en la inspección de instalaciones similares. Estas se harán con equipos adecuados, de tal forma que se pueda prevenir el riesgo, considerando, si fuera necesario, las limitaciones impuestas por la presencia de partes en tensión accesibles.

Los resultados de las inspecciones se deben registrar. Cuando sea necesario se deben llevar a cabo las correspondientes acciones correctoras y los resultados han de ser registrados de acuerdo con los requisitos nacionales y locales.

7.2. Pruebas en subestaciones

En castellano, los términos prueba y ensayo se utilizan en muchas ocasiones como sinónimos. Sin embargo, puede existir un matiz diferencial, en el sentido de utilizar el término ensayo preferentemente para la determinación de características en unas condiciones determinadas, de las que se deduce la calidad de un material (ensayo de dureza y ensayo de permeabilidad, entre otros) y el término prueba para designar las comprobaciones funcionales (por ejemplo, prueba de funcionamiento de un motor).

En este apartado se analizan, de forma resumida, las pruebas eléctricas a que son sometidos los principales equipos y elementos que configuran las subestaciones eléctricas.

Figura 7.3. *Ensayos de un autotransformador de potencia. Fuente: Alstom.*

En la Figura 7.4 se presenta un gráfico de los principales tipos de pruebas y equipos a los que se suelen aplicar.

7.2.1. Ensayos en transformadores de potencia de subestaciones

El transformador de potencia es la máquina más importante de la red eléctrica, incluyendo las subestaciones, por lo que las pruebas y los ensayos a que es sometido son muy variados, dependiendo de dónde se realizan (fábrica, campo), de la normativa aplicable, de las especificaciones de las empresas eléctricas, de las características de potencia y de la tensión del transformador, entre otros.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

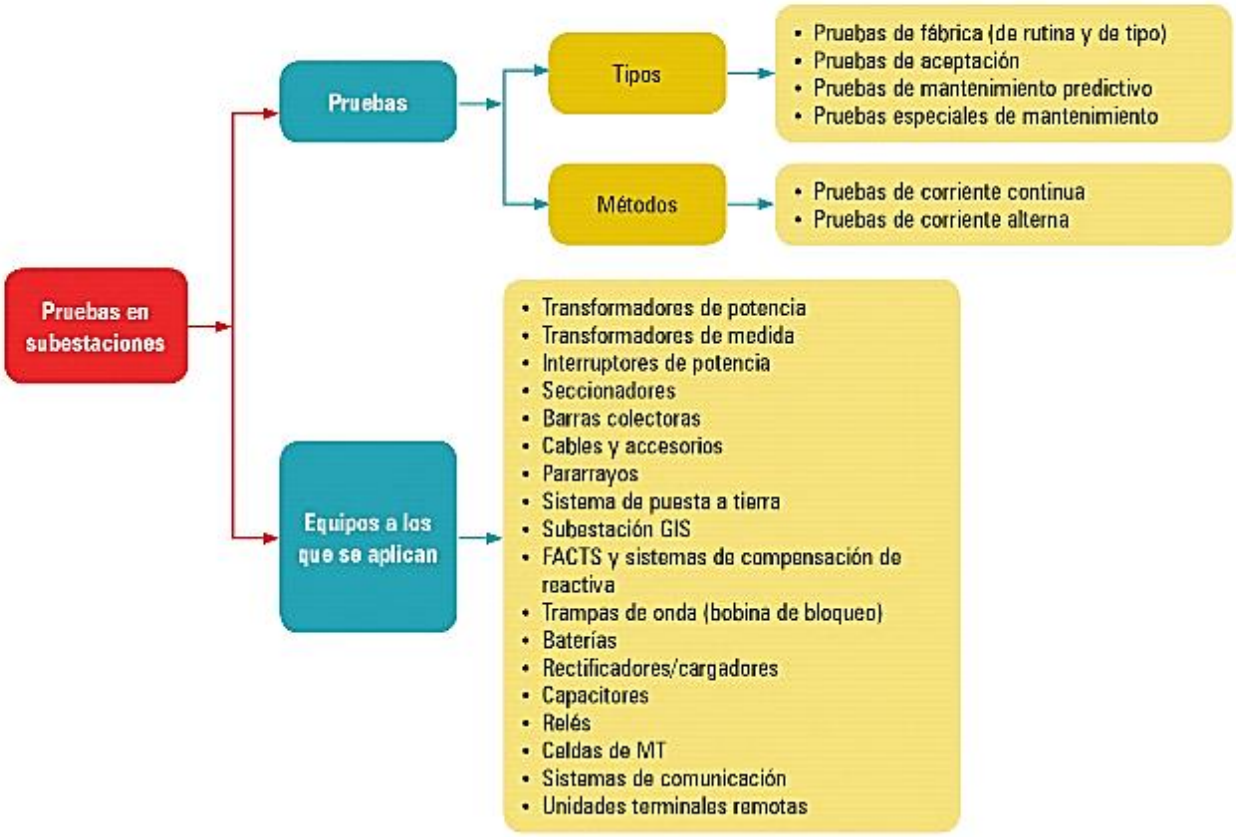


Figura 7.4. *Gráfico de pruebas y equipos donde se aplican.*

En este apartado se analizan los ensayos de transformadores de potencia para subestaciones transformadoras (ST) y subestaciones transformadoras de reparto (STR), con una potencia ≥ 3 MVA, para transformadores trifásicos, monofásicos y autotransformadores.

¿Recuerdas a qué llamamos transformador de potencia?

Para el análisis de estos ensayos se tienen en cuenta los criterios que establecen las empresas eléctricas.

Los principales ensayos eléctricos y del aceite que se definen para una evaluación correcta de los transformadores de potencia (TP) son: resistencia de aislamiento e índice de polarización, tensión de reabsorción, análisis de respuesta dieléctrica en frecuencia, relación de transformación, resistencia estática y dinámica de los bobinados, impedancia de dispersión, a 50 Hz y en frecuencia, capacidad y factor de disipación (tan δ) de bobinados, en tensión y frecuencia, capacidad y factor de disipación (tan δ) de bornas en tensión y frecuencia, caracterización del paquete magnético, respuesta en frecuencia (FRA), termografía, medida del ruido emitido, análisis fisicoquímico del aceite, cromatografía de gases, carbonos aromáticos, recuento de partículas, saturación relativa del aceite y compuestos furánicos.

Figura 7.5. *Pruebas a un transformador de potencia.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Figura 7.6. *Pruebas y ensayos de campo de un transformador.*
Fuente: Gigawatt Ingenieros.

En la Figura 7.7 se muestra una clasificación de los ensayos en función de su periodicidad.

Ensayos de puesta en servicio (PS)

Se realizan a un TP en una ubicación, bien sea un TP nuevo, un TP trasladado o un TP con intervención interna.

Los ensayos de puesta en servicio se indican en la Tabla 7.1.

Figura 7.7. *Ensayos eléctricos y del aceite en un transformador de potencia de una subestación.*

Tabla 7.1. Ensayos de puesta en servicio

Ensayos de puesta en servicio		
Ensayos	**Características del TP**	**Observaciones**
Resistencia de aislamiento de bobinados e índice de polarización	Todos	
Resistencia de aislamiento del núcleo		(1)
Tensión de reabsorción o análisis de respuesta dieléctrica en frecuencia		
Relación de transformación (TTR)		
Resistencia óhmica estática y dinámica		
Impedancia de dispersión en frecuencia		
Análisis fisicoquímico del aceite		(2) y (3)
Cromatografía de gases		(4)
Capacidad y factor de disipación de las bornas, en tensión y frecuencia (solo en borna con toma capacitiva)	≥ 10 MVA	
Capacidad y factor de disipación de bobinados en tensión y frecuencia		
Características del paquete magnético en AT		
Ensayo de respuesta en frecuencia (FRA)	≥ 10 MVA	

(1) Solo cuando el TP disponga de conexión accesible o si durante el montaje del TP se puede acceder a la conexión interna.
(2) Previo a la PS del TP nuevo, trasladado o con intervención interna se realizarán verificaciones sobre el aceite. Se tomarán muestras del aceite del cambiador de tomas en carga y del fondo de la cuba del transformador para análisis. La validez máxima de esa analítica autorizando la PS es de 8 semanas.
(3) También tomar muestra de aceite a las 48 horas de la PS.
(4) Tomar la primera muestra de aceite una vez transcurridas 48 horas de la PS. Posteriormente, a los 3 y 6 meses.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Figura 7.8. *Ensayo de tensión en corriente alterna (se usa para transformadores de potencia y ensayo de descarga parcial).*
Fuente: Sieyuan.

Figura 7.9. *Pruebas en transformador de potencia.*
Fuente: Transformadores Molina.

Ensayos por incidencia

Los ensayos eléctricos tras incidencia no serán fijos, siendo los más habituales los que se indican en la Tabla 7.2.

Tabla 7.2. Ensayos por incidencia

Ensayos por incidencia		
Ensayos	**Características del TP**	**Observaciones**
Resistencia de aislamiento e índice de polarización	Todos	
Relación de transformación (TTR)		
Resistencia estática y dinámica de bobinados		
Impedancia de dispersión en frecuencia		
Nota: En ocasiones podrá ser necesario tomar una muestra de aceite de las bornas para su posterior análisis.		

ST Móviles

En los transformadores de las ST móviles, se realizará únicamente una medida de resistencia óhmica previa a su PS, en el bobinado donde estén los ajustadores en vacío.

Ensayos previos al traslado entre instalaciones

En la Tabla 7.3 se muestran los principales ensayos previos al traslado de un transformador de potencia.

Tabla 7.3. Ensayos previos al traslado entre instalaciones

Ensayos previos al traslado entre instalaciones		
Ensayos	**Características del TP**	**Observaciones**
Resistencia de aislamiento del núcleo	Todos	(1)
Relación de transformación (TTR)		
Resistencia estática y dinámica de bobinados		
Capacidad y factor de disipación de bobinados en tensión y frecuencia		
Impedancia de dispersión en frecuencia		
Análisis fisicoquímico del aceite		
Capacidad y factor de disipación de las bornas, en tensión y frecuencia (solo en borna con toma capacitiva)	≥ 10 MVA	
Ensayo de respuesta en frecuencia (FRA)	≥ 10 MVA	
(1) Solo cuando el TP disponga de conexión accesible o si durante el montaje del TP se puede acceder a la conexión interna.		

Figura 7.10. *Medida de resistencia de devanados.*
Fuente: CH transformadores.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Ensayos previos a un tratamiento de aceite

En la Tabla 7.4 se muestran los ensayos previos a un tratamiento de aceite de un transformador de potencia.

Tabla 7.4. Ensayos previos a un tratamiento de aceite del TP

Ensayos previos a un tratamiento de aceite	
Ensayo	**Observaciones**
Contenido en agua	*
Factor de disipación (tan δ)	*
Tensión de ruptura dieléctrica	*
Índice de color	**
Índice de neutralización	**
Tensión interfásica	**
Carbonos aromáticos	**
Recuento de partículas	**
Compuestos furánicos	**
Resistencia de aislamiento e índice de polarización	
Tensión de reabsorción	
Factor de disipación (tan δ) de bobinados en tensión y frecuencia	
Saturación relativa del aceite	***

* Muestra tomada del fondo y de la parte superior de la cuba.
** Muestra tomada del fondo de la cuba.
*** *Online* durante 1 mes antes del tratamiento. Equipo de monitorización instalado en la válvula inferior del TP.

Figura 7.11. *Equipo de filtrado de aceite de un transformador.*

Ensayos posteriores al tratamiento del aceite

En la Tabla 7.5 se indican los ensayos posteriores a un tratamiento de aceite de un transformador de potencia.

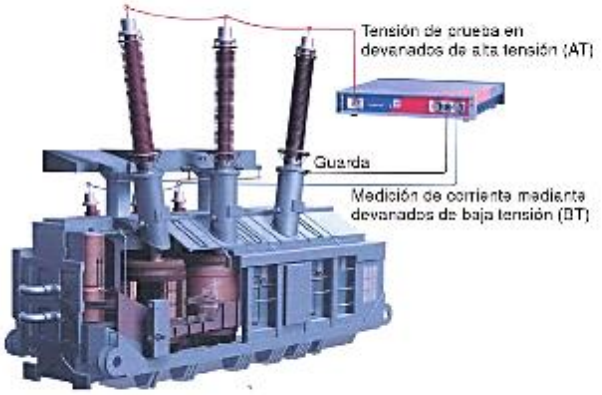


Figura 7.12. *Ensayo de respuesta dieléctrica de un transformador. Fuente: Omicron.*

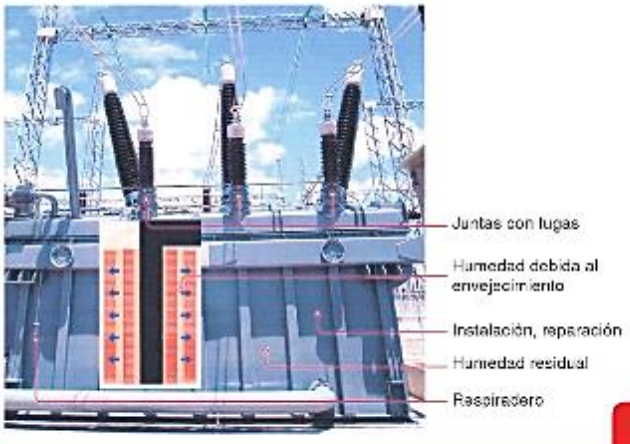


Figura 7.13. *Humedad en un transformador. Fuente: Omicron.*

SABÍAS QUE

El agua en un transformador procede de cuatro fuentes:

- Agua residual después del secado.
- Agua procedente del envejecimiento de la celulosa y del aceite (oxidación).
- Agua por juntas con fugas o reparaciones.
- Agua debida a los respiraderos.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Tabla 7.5. Ensayos posteriores al tratamiento del aceite

Ensayos posteriores al tratamiento del aceite		
Tiempo transcurrido desde la finalización del tratamiento del aceite	**Ensayo**	**Observaciones**
Ensayos transcurridos entre 48 horas y 7 días	Contenido en agua	48 horas de la nueva PS del TP (*)
	Factor de disipación (tan δ)	48 horas de la nueva PS del TP (*)
	Tensión de ruptura dieléctrica	48 horas de la nueva PS del TP (*)
	Índice de color	48 horas de la nueva PS del TP
	Índice de neutralización	48 horas de la nueva PS del TP
	Tensión interfásica	48 horas de la nueva PS del TP
	Espectroscopia de infrarrojo	48 horas de la nueva PS del TP
	Recuento de partículas	48 horas de la nueva PS del TP
	Compuestos furánicos	48 horas de la nueva PS del TP
	Resistencia de aislamiento e índice de polarización	Entre 48 horas y 7 días
	Tensión de reabsorción	Entre 48 horas y 7 días
	Factor de disipación (tan δ) de bobinados en tensión y frecuencia	Entre 48 horas y 7 días
	Saturación relativa del aceite	*Online* durante 12 meses después del tratamiento (**)
Ensayos transcurridos 12 meses	Contenido en agua	En dos puntos de toma (*)
	Factor de disipación (tan δ)	En dos puntos de toma (*)
	Tensión de ruptura dieléctrica	En dos puntos de toma (*)
	Índice de color	Muestra del fondo de la cuba
	Índice de neutralización	Muestra del fondo de la cuba
	Tensión interfásica	Muestra del fondo de la cuba
	Espectroscopia de infrarrojo	Muestra del fondo de la cuba
	Recuento de partículas	Muestra del fondo de la cuba
	Compuestos furánicos	Muestra del fondo de la cuba
	Resistencia de aislamiento e índice de polarización	
	Tensión de reabsorción	
	Factor de disipación (tan δ) de bobinados en tensión y frecuencia	
	Saturación relativa del aceite	*Online* durante 12 meses después del tratamiento (**)

(*) Muestra tomada del fondo y de la parte superior de la cuba.
(**) Equipo de monitorización instalado en la válvula inferior del TP.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Ensayos de mantenimiento predictivo (MP)

Antes de comenzar los ensayos, es necesario conocer el histórico de mantenimiento del TP en ensayo para valorar la posibilidad de realizar otros ensayos distintos a los que se indican.

Tabla 7.6. Ensayos de mantenimiento predictivo de un TP

Ensayos de mantenimiento predictivo			
Ensayos	**Tensión más elevada del TP**	**Periodicidad**	**Coincidentes (1)**
Resistencia estática y dinámica de bobinados	400 kV	RBP: 2 años OIP: 3 años RIP: con CTC	CTC
Relación de transformación (TTR)			
Capacidad y factor de disipación de bobinados en tensión y frecuencia			CTC
Capacidad y factor de disipación de bornas, en tensión y frecuencia (todas las bornas capacitivas)			(3)
Termografía TP			(4)
Análisis fisicoquímicos del aceite		1 año	
Cromatografía de gases		1 año	
Resistencia estática y dinámica de bobinados	220 kV		CTC
Relación de transformación (TTR)			(3)
Capacidad y factor de disipación de bornas, en tensión y frecuencia (todas las bornas capacitivas)			CTC
Capacidad y factor de disipación de bobinados en tensión y frecuencia			CTC
Termografía TP			(4)
Análisis fisicoquímicos del aceite		1 año	
Cromatografía de gases		1 año	
Resistencia estática y dinámica de bobinados	132 kV		CTC
Relación de transformación (TTR)			(3)
Capacidad y factor de disipación de bornas, en tensión y frecuencia (todas las bornas capacitivas)			CTC
Capacidad y factor de disipación de bobinados en tensión y frecuencia			CTC
Termografía TP			(4)
Análisis fisicoquímicos del aceite		1 año	
Cromatografía de gases		1 año	
Resistencia estática y dinámica de bobinados	≤ 66 kV y ≥ 10 MVA		CTC
Relación de transformación (TTR)			(3)
Capacidad y factor de disipación de bornas, en tensión y frecuencia (todas las bornas capacitivas)			CTC (2)
Capacidad y factor de disipación de bobinados en tensión y frecuencia			CTC
Termografía TP			(4)
Análisis fisicoquímicos del aceite		2 años	
Cromatografía de gases		2 años	

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

(continúa)

Ensayos de mantenimiento predictivo			
Ensayos	**Tensión más elevada del TP**	**Periodicidad**	**Coincidentes (1)**
Resistencia estática y dinámica de bobinados	≤ 66 kV y < 10 MVA		CTC
Relación de transformación (TTR)			(3)
Capacidad y factor de disipación de bornas, en tensión y frecuencia (todas las bornas capacitivas)			CTC (2)
Capacidad y factor de disipación de bobinados en tensión y frecuencia			CTC
Termografía TP			(4)
Análisis fisicoquímicos del aceite		4 años	
Cromatografía de gases		2 años	

RBP = Bornas de papel baquelizado.
OIP = Bornas de papel impregnado en aceite.
RIP = Bornas de papel impregnado en resina.
CTC = Cambiador de tomas en carga.
(1) TP sin regulación en carga o con CTC del tipo VV o VCR, los ensayos eléctricos se realizarán cada 6 años.
(2) En los TP con tensión más elevada ≤ 66 kV, se medirán una sola vez todos los pasatapas capacitivos coincidiendo con la revisión del CTC.
(3) Cuando durante la revisión se hayan tenido que realizar trabajos que puedan afectar la correcta sincronización del conjunto CTC, conviene realizar, siempre antes de la energización del TP, medidas de relación de transformación en todas las posiciones, prestando atención a las posiciones intermedias (en CTC con inversor) y en los extremos de tomas.
(4) La termografía en los TP deberá realizarse coincidiendo con la revisión termográfica de la instalación, por lo que su periodicidad irá vinculada a la de la instalación. La revisión termográfica del TP será específica, diferenciada del resto de la instalación y realizada de acuerdo con las especificaciones.

Figura 7.14. *Pruebas de factor de potencia de aislamiento en un transformador. Fuente: Omicron.*

Figura 7.15. *Medidas de la relación de transformación en un transformador. Fuente: Omicron.*

ST móviles

En los transformadores de las ST móviles, los ensayos de MP reflejados en la tabla anterior se realizarán cada seis años, coincidiendo con una nueva puesta en servicio o con la revisión del CTC.

Figura 7.16. *Laboratorio de ensayos de transformadores de potencia. Fuente: Vasile.*

Condiciones para los ensayos

En este apartado se analizan las condiciones que se deben cumplir para realizar los ensayos eléctricos en un transformador de potencia.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Ensayos eléctricos en el TP

Se deben cumplir los siguientes requisitos:

- Se preparará la zona de trabajo con descargo.
- El TP tendrá totalmente desconectadas las conexiones de los arrollamientos, incluidas las del neutro y el vértice a tierra del terciario si lo estuviese.
- Se comprobarán las 5 reglas de oro.
- El TP llevará entre dos y tres horas fuera de servicio (sin tensión). Lo ideal es realizar las medidas a una temperatura lo más próxima a 20 °C.
- La humedad relativa será inferior al 80 %.
- Niveles correctos de aceite.
- Formación del personal implicado en materia de seguridad.
- Limpieza de bornas (previa a la realización de los ensayos), para valorar el estado de aislamiento del TP.

Toma de muestras de aceite para su análisis

La toma de aceite siempre se podrá realizar con el TP en servicio cuando la toma se realiza en el fondo de la cuba.

SABÍAS QUE

En las subestaciones con tecnología GIS, ante la imposibilidad de acceder a las bornas de los transformadores, ha traído consigo la modificación de los puntos de aplicación de tensión y medida en los ensayos de PS y MP, por lo que siempre se utilizará como punto de inyección de los equipos de medida el seccionador de puesta a tierra aislable de tierra, disponible en todas las posiciones GIS de transformadores.

Se podrán retirar las tierras necesarias para realizar los trabajos, por lo que una vez conectados los equipos de ensayos, se retira la tierra del seccionador de puesta a tierra, para poder realizar los ensayos desde ese punto.

Cuando la toma se realiza de otra válvula será necesario valorar si se debe realizar un descargo.

7.2.2. Pruebas y ensayos en transformadores de medida de subestaciones

En la Tabla 7.7 se indican, de forma resumida, los principales ensayos que se realizan a los transformadores de medida, indicando cuáles son de rutina, de tipo y especiales.

Tabla 7.7. Pruebas y ensayos en transformadores de medida

Pruebas y ensayos en transformadores de medida		
Ensayos de tipo	**Ensayos de rutina**	**Ensayos especiales**
• Calentamiento • Tensión de impulso sobre los bornes primarios • Bajo lluvia • Compatibilidad electromagnética • Precisión • Verificación del grado de protección de las envolventes • Estanqueidad de la envolvente a temperatura ambiente (transformadores aislados en SF6) • Presión sobre la envolvente (transformadores aislados en SF6) • Corriente de corta duración (TI y combinados) • Aptitud para soportar cortocircuitos (TTI, TTC y combinados) • Ferrorresonancia (TTC) • Respuesta transitoria (TTC) • Ensayos para accesorios de onda portadora (TTC con accesorios de onda portadora)	• Tensión soportada a frecuencia industrial sobre los bornes primarios • Descargas parciales • Tensión soportada a frecuencia industrial entre secciones • Tensión soportada a frecuencia industrial sobre los bornes secundarios • Precisión • Verificación del marcado • Estanqueidad de la envolvente a temperatura ambiente • Presión sobre la envolvente (transformadores aislados en SF6) • Determinación de la resistencia del arrollamiento secundario (TI y combinados) • Determinación de la constante de tiempo del bucle secundario (TI y combinados) • Sobretensión entre espiras (TI y combinados) • Control de ferrorresonancia (TTC) • Ensayos para los accesorios de onda portadora (TTC con accesorios de onda portadora)	• Impulso tipo rayo cortado sobre los bornes primarios • Impulsos cortados múltiples sobre los bornes primarios (TI, TTI y combinados) • Medida de la capacidad y del factor de disipación dieléctrica (tan δ), en transformadores con aislamiento seco y papel-aceite • Sobretensiones transmitidas • Mecánicos • Defecto por arco (TI,TTI y combinados) • Estanqueidad de la envolvente a baja y alta temperatura (transformadores aislados en SF6) • Punto de rocío del gas (transformadores aislados en SF6) • Corrosión • Determinación del coeficiente de temperatura (TTC) • Ensayo de diseño de estanqueidad de las unidades del condensador (TTC)

TI = Trafo de intensidad. TTI = Trafo de tensión inductivo. TTC = Trafo de tensión capacitivo.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Figura 7.17. *Pruebas en un transformador de corriente.*
Fuente: Omicron.

Figura 7.18. *Pruebas de transformador de corriente en GIS.*
Fuente: Omicron.

7.2.3. Pruebas y ensayos de interruptores automáticos

En la Tabla 7.8 se muestran, de forma resumida, los principales ensayos que se realizan a los interruptores de potencia, indicando cuáles son de rutina y de tipo.

Figura 7.19. *Pruebas en un interruptor de potencia extraíble.*
Fuente: Omicron.

Figura 7.20. *Prueba de gas a un interruptor de tanque muerto.*
Fuente: Isoelectric.

Tabla 7.8. Pruebas y ensayos en interruptores de potencia

Pruebas y ensayos en interruptores de potencia	
Ensayos de tipo	**Ensayos de rutina**
• Ensayos dieléctricos • Ensayos de tensión de perturbación radioeléctrica • Medida de resistencia del circuito principal • Ensayos de calentamiento • Ensayos de corriente de corta duración y valor de cresta de corriente admisible • Ensayos de estanqueidad • Ensayos de compatibilidad electromagnética (CEM) • Ensayos mecánicos a temperatura ambiente • Ensayos de establecimiento y de corte en cortocircuito • Ensayos de establecimiento y de corte de corrientes capacitivas	• Ensayo dieléctrico en circuito principal • Ensayo dieléctrico en circuitos auxiliares y de control • Medida de resistencia del circuito principal • Ensayo de estanqueidad • Prueba de operaciones mecánicas y eléctricas

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

7.2.4. Pruebas y ensayos de seccionadores y seccionadores de puesta a tierra

En la Tabla 7.9 se indican, de forma resumida, los principales ensayos que se realizan a los seccionadores y seccionadores de puesta a tierra. Se trata de ensayos de tipo y de rutina.

¿Te acuerdas de la función de un seccionador de p. a. t.?

Figura 7.21. *Pruebas en seccionadores. Fuente: Suat-td.*

Tabla 7.9. Pruebas y ensayos en seccionadores y seccionadores de puesta a tierra

Pruebas y ensayos en seccionadores y seccionadores de puesta a tierra	
Ensayos de tipo	**Ensayos de rutina**
• Ensayos dieléctricos • Ensayos de tensión de perturbación radioeléctrica • Medida de resistencia de circuitos • Ensayos de temperatura • Ensayos de corriente de corta duración y valor de cresta de corriente admisible • Verificación de la protección • Ensayos de estanqueidad • Ensayos de compatibilidad electromagnética (CEM) • Ensayos adicionales en circuitos auxiliares y de control • Ensayos de maniobra y endurancia mecánica • Ensayo para verificar el poder de cierre en cortocircuito en los seccionadores de puesta a tierra • Ensayo para verificar el funcionamiento en condiciones severas (hielo)	• Ensayo dieléctrico del circuito principal • Ensayo dieléctrico en circuitos auxiliares y de control • Medida de resistencia del circuito principal • Ensayo de estanqueidad • Prueba de operaciones mecánicas

7.2.5. Pruebas en pararrayos de AT

En la Tabla 7.10 se muestran, de forma resumida, los principales ensayos que se realizan a los pararrayos- autoválvulas.

Tabla 7.10. Pruebas y ensayos en pararrayos de AT

Pruebas y ensayos en pararrayos de AT	
Ensayos de tipo	**Ensayos de rutina**
• Ensayo de resistencia de aislamiento • Ensayo de verificación de la tensión residual • Ensayo de resistencia a los impulsos de corriente de larga duración • Ensayo de funcionamiento • Cortocircuito • Dispositivo de desconexión / indicador de defecto (para los pararrayos con estos dispositivos) • Ensayo de contaminación de las envolventes • Ensayo de descarga parcial interna • Momento flector • Ensayos ambientales • Tasa de fuga de la estanqueidad • Ensayo de tensión a interferencias radioeléctricas	• Medida de la tensión de referencia • Ensayo de la verificación de la tensión residual • Ensayo de descargas parciales internas • Ensayo de distribución de la corriente en los pararrayos de varias columnas

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

7.2.6. Pruebas y ensayos en cables aislados y bobinas de bloqueo

En la Tabla 7.11 se muestran, de forma resumida, los principales ensayos de cables y bobinas de bloqueo.

Tabla 7.11. Resumen de pruebas y ensayos en cables y bobinas de bloqueo

Pruebas y ensayos en cables aislados y bobinas de bloqueo	
Elemento	**Ensayos**
Cables aislados	• Ensayos individuales (ensayo de descargas parciales, ensayo de tensión y ensayos eléctricos en cubiertas no metálicas) • Ensayos de tipo (medida del espesor del aislamiento, ensayo de doblado, ensayo de descargas parciales, medida de la tangente de δ, ensayo de tensión, determinación de las propiedades mecánicas de los aislamientos, resistencia de las capas semiconductoras, ensayo de envejecimiento, ensayos de cables sometidos a fuego y ensayo de penetración del agua)
Bobinas de bloqueo	• Medición de la inductancia nominal de la bobina principal (en 100 kHz) • Medición de la inductancia de la bobina principal en frecuencia industrial (en 100 Hz) • Medición de la impedancia de bloqueo, o resistencia de bloqueo, o pérdida de inserción, o pérdida de inserción basada en la resistencia de bloqueo • Tensión aplicada en el dispositivo de sintonía • Ensayo de sobretensión • Ensayo dieléctrico de los condensadores del dispositivo de sintonía

Figura 7.22. *Ensayos a cables de AT. Fuente: Tecnalia.*

Figura 7.23. *Pruebas en pararrayos. Fuente: Siemens.*

7.2.7. Pruebas y ensayos en relés y *bushings*

En la Tabla 7.12 se muestran, de forma resumida, las principales pruebas de relés de protección y *bushings*.

Tabla 7.12. Pruebas y ensayos en relés y *bushings*

Pruebas y ensayos en relés y *bushings*	
Elemento	**Ensayos**
Relés de protección	• Verificación de los circuitos de control, de corriente y de tensión • Verificación de la secuencia de fases • Implementación de los ajustes de las protecciones, según el estudio de coordinación de protecciones • Pruebas de las funciones de protección mediante inyección secundaria
Bushings	• Prueba de estanqueidad entre el transformador y el aislador • Medición de la capacidad y del factor de disipación dieléctrica (tan δ) • Comprobación de la resistencia de paso • Resistencia de aislamiento • Pruebas sísmicas • Termografía • Medida de descargas parciales • Monitoreo en línea

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Figura 7.24. *Pruebas en bushings. Fuente: ABB.*

ENLACES WEB

En el siguiente enlace puedes ver vídeos sobre pruebas y ensayos de equipos de subestaciones:
www.omicron.at

7.2.8. Pruebas y ensayos en subestaciones GIS

En la Tabla 7.13 se indican, de forma resumida, las principales pruebas y ensayos que se realizan en una subestación GIS.

Tabla 7.13. Pruebas y ensayos en subestaciones GIS

Pruebas y ensayos en subestaciones GIS	
Elemento	**Ensayos**
Subestación GIS	• Medida de resistencia del circuito principal • Prueba dieléctrica de alta tensión • Medida de descargas parciales • Prueba de temperatura • Prueba de gas (fugas, densidad, presión y degradación). Verificar tarado de los niveles de alarma y bloqueo • Pruebas en transformadores de tensión y de intensidad (relaciones de transformación, polaridad, orden y secuencia de fases) • Pruebas mecánicas en aparamenta (apertura, cierre, enclavamientos, entre otros) • Prueba sísmica • Medida de sincronismo, resistencia dinámica y microohmios • Prueba de la operatividad del conmutador bloqueo-local-remoto, contador de maniobras y las señales en el cuadro de control local (sinóptico y alarmeros)

Figura 7.25. *Pruebas en GIS. Fuente: Varamont.*

Figura 7.26. *Ensayos en GIS. Fuente: Siemens.*

Figura 7.27. *Diagnóstico integral en subestaciones GIS. Fuente: IIE.*

Figura 7.28. *Pruebas y carga de gas SF6. Fuente: Suat.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

7.3. Descripción de ensayos en transformadores de potencia

Como hemos visto anteriormente, las medidas y ensayos que se realizan a los TP de una subestación eléctrica son muchos y variados.

Con el fin de no ampliar excesivamente este apartado, analizaremos, de forma resumida, algunos de los principales ensayos que se suelen realizar.

Luego, en el apartado de equipos para pruebas, se analizarán otros ensayos referentes a equipos distintos de los TP.

Al comienzo de los ensayos debe medirse:

- Temperatura ambiente.
- Temperatura del bobinado (aceite en capa superior).
- Temperatura de las bornas.
- Humedad relativa.

7.3.1. Resistencia de aislamiento e índice de polarización de los bobinados

- **Objeto del ensayo:** permite evaluar el grado de aislamiento entre arrollamientos, y entre estos y la masa.
- **Características mínimas del equipo de ensayo:** tensión entre 0 V y 2.000 V, corriente de cortocircuito de 5 mA, conversión de valores de aislamiento a 20 °C y descarga automática, con indicación de carga residual.
- **Conexiones del ensayo:** las medidas se realizarán estando el cambiador de tomas en carga (CTC) en la posición nominal, y efectuando las siguientes conexiones (Tabla 7.14).

Ensayos en instalaciones con GIS

En instalaciones con GIS, los ensayos se realizarán de acuerdo a lo siguiente:

- Resistencia de aislamiento en TP con dos bobinados: resistencia de aislamiento entre baja y alta / resistencia de aislamiento entre baja y alta puesta a masa.
- Resistencia de aislamiento en TP con tres bobinados: resistencia de aislamiento entre baja 1 y alta más baja 2 puesta a masa / resistencia de aislamiento entre baja 2 y alta más baja 1 puesta a masa.
- Resistencia de aislamiento en autotransformadores: resistencia de aislamiento entre terciario y alta más baja / resistencia de aislamiento entre terciario y alta más baja puestas a masa.

Ante los ensayos anteriores, la disposición del GIS es la siguiente:

- Los elementos de la posición GIS del transformador deben encontrarse con el interruptor de máquina y seccionador de puesta a tierra del lado de máquina abiertos.

Ante los ensayos anteriores, la disposición del bobinado de baja es la siguiente:

- Todos los cables con la conexión Pfisterer deben ser desconectados de la baja del TP, para poder introducir en las conexiones hembras (Pfisterer) las bornas de prueba para hacer los cortocircuitos entre fases.

Tabla 7.14. Orden de pruebas en ensayo de resistencia de aislamiento e índice de polaridad

Ensayo de resistencia de aislamiento e índice de polaridad			
Orden de prueba	**TP de dos bobinados**	**TP de tres bobinados**	**Autotransformadores**
1.º	AT/BT	AT / BT + terciario + masa	Terciario / AT + BT
2.º	AT / BT + masa	BT / AT + terciario + masa	AT + BT / terciario + masa
3.º	BT / AT + masa	Terciario / AT + BT + masa	Terciario / AT + BT + masa

Figura 7.29. *Conectores de bornas. Fuente: Pfisterer.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Ante los ensayos anteriores, la disposición del bobinado terciario es la siguiente:

- Las bornas de este bobinado son aceite-aire, lo que permite acceder a ellas como un TP convencional.

En la Figura 7.30 se indica la disposición del GIS ante varios ensayos realizados.

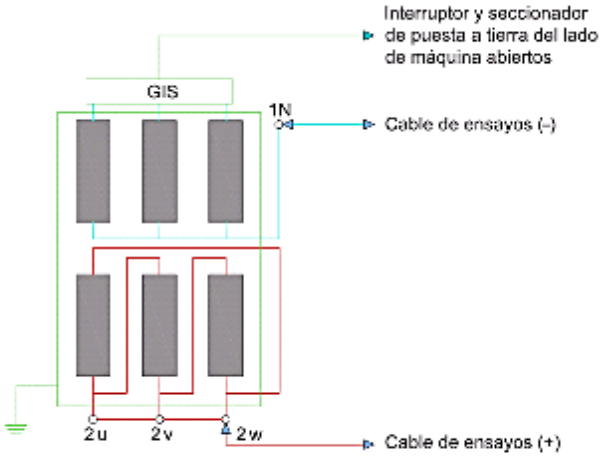


Figura 7.30. *Disposición del TP para el ensayo de resistencia de aislamiento.*

SABÍAS QUE

La disposición del TP es para los siguientes ensayos:

- Resistencia de aislamiento.
- Tensión de reabsorción.
- Capacidad y factor de pérdidas de bobinado.
- Capacidad y factor de pérdidas de bornas.

- **Valores mínimos orientativos:**
  - Para el índice de polarización con el TP en servicio:

    ≥ 2 (aislamiento muy bueno).
    1,1 a 2 (aislamiento normal).
    ≤ 1,1 (aislamiento malo).

  - Para resistencia de aislamiento con el TP en servicio:

    ≥ 500 MΩ.

7.3.2. Resistencia de aislamiento del núcleo

- **Objeto del ensayo:** permite evaluar el grado de aislamiento entre el núcleo y la masa. Se realizará en los TP que tengan toma accesible sobre tapa, para la realización de la medida.
- **Características mínimas del equipo de ensayo:** tensión entre 0 V y 2.000 V, corriente de cortocircuito de 5 mA, conversión de valores de aislamiento a 20 °C y descarga automática, con indicación de carga residual.
- **Conexiones de ensayo:** cuando no se disponga de datos del fabricante del TP, la tensión aplicada será de 500 V.
- **Valores mínimos orientativos:**

  Con el TP en servicio:

  — > 100 MΩ (normal).
  — 10 a 100 MΩ (aislamiento deteriorado).
  — < 10 MΩ (corrientes importantes destructivas del núcleo).

SABÍAS QUE

La medida de la resistencia de aislamiento es la universalmente más empleada para evaluar el estado de un aislamiento.

La medida se realiza habitualmente con un megóhmetro, que proporciona directamente el valor de la resistencia de aislamiento y el índice de polarización (IP).

El IP indica la limpieza y sequedad del aislamiento.

7.3.3. Ensayo de tensión de reabsorción

- **Objeto del ensayo:** permite detectar problemas de degradación de los dieléctricos sólidos y líquidos, así como contaminación del conjunto papel-aceite.
- **Características mínimas del equipo de ensayo:** tensión entre 0 V y 2.000 V, corriente de cortocircuito de 5 mA, conversión de valores de aislamiento a 20 °C, descarga automática, con indicación de carga residual y medida de tensión de reabsorción de 0 a 1.000 V, con precisión del ±3 %.
- **Conexiones del ensayo:** las medidas se realizarán estando el conmutador de tomas en carga (CTC) en la posición nominal y efectuando las siguientes conexiones:

Tabla 7.15. Conexiones en el ensayo de tensión de reabsorción

Ensayo de tensión de reabsorción			
Orden de prueba	**TP de dos bobinados**	**TP de tres bobinados**	**Autotransformadores**
1	AT / BT + masa	AT / BT + terciario + masa	AT + BT / terciario + masa

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

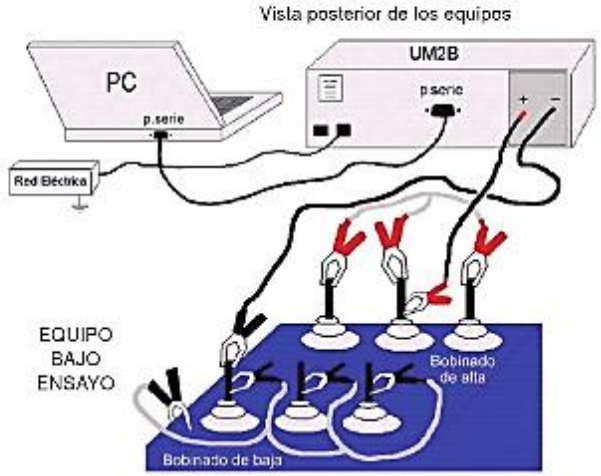


Figura 7.31. *Disposición de los elementos de ensayo de tensión de reabsorción. Fuente: Unitronics Electric.*

Figura 7.32. *Diagrama de conexionado de la medida. Fuente: Unitronics Electric.*

Nota

No se deben retirar los conectores de los cables de AT durante el ensayo.

Ensayos en instalaciones con GIS

En instalaciones con GIS, los ensayos se realizarán de acuerdo a lo siguiente:

- **Tensión de reabsorción en TP con dos bobinados.** El ensayo debe realizarse entre baja y alta puesta a masa. Se cortocircuita la baja (bornas 2u, 2v y 2w) y se conecta el (+) del equipo; el neutro de alta (1N) se conecta a la tierra de la cuba del TP, que a su vez se pondrá al (–) del equipo de ensayo.
- **Tensión de reabsorción en TP con tres bobinados.** El ensayo debe realizarse entre baja 1 y alta más baja 2 puesta a masa. Se cortocircuita la baja 1 (bornas 2u, 2v, 2w y 2n si tuviese neutro) y se le conecta el (+) del equipo de ensayo, el neutro de alta (1N) se une con la baja 2 cortocircuitada (bornas 3u, 3v, 3w y 3n si tuviese neutro) y se pone a tierra de la cuba del TP en la que se pondrá el (–) del equipo de ensayo.

  La disposición del bobinado de baja ante estos ensayos se hará de forma que todos los cables con la conexión Pfisterer sean desconectados de la baja del TP, para poder introducir en las conexiones hembras (también Pfisterer) las bornas de prueba y hacer los cortocircuitos entre fases.
- **Tensión de reabsorción en autotransformadores.** El ensayo debe realizarse entre el terciario y alta más baja puesta a masa. Se cortocircuita el terciario (bornas 3u, 3v y 3w) y se le conecta el (+) del equipo de ensayo; el neutro de alta y baja (1N) se conecta a la tierra de la cuba del TP, que a su vez se pondrá el (–) del equipo de ensayo.

  La disposición del GIS ante los anteriores ensayos es idéntica a la empleada en el ensayo de resistencia de aislamiento.

  La disposición del bobinado terciario durante estos ensayos se hará de forma que las bornas de este bobinado sean aceite-aire, lo que permitirá acceder a ellas como en un TP convencional.

  En estos ensayos, el acceso al bobinado de AT se realizará a través del neutro del TP (1N).

  Los parámetros a medir son: constante de tiempo, valores de tensión de reabsorción por ciclo y curvas de reabsorción, de carga y de resistencia de aislamiento.

7.3.4. Ensayo de análisis de respuesta dieléctrica en frecuencia (FDS + PDC)

- **Objeto del ensayo:** permite detectar problemas de degradación de los dieléctricos sólidos y líquidos, así como contaminación del conjunto papel-aceite.
- **Conexiones del ensayo:** las medidas se realizarán estando el conmutador de tomas en carga (CTC) en la posición nominal.

Tabla 7.16. Conexiones en el ensayo de respuesta dieléctrica en frecuencia

Ensayo de respuesta dieléctrica en frecuencia (FDS + PDC)			
Terminales	**TP de dos bobinados**	**TP de tres bobinados**	**Autotransformadores**
1/2	AT / BT + masa	AT / BT + terciario + masa	AT + BT / terciario + masa
1/3	AT/BT	AT/BT	AT + BT / terciario

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

- **Ensayos en instalaciones con GIS:** los ensayos se realizarán igual que lo indicado para el ensayo de reabsorción.
- **Parámetros a medir:** corriente de polarización y despolarización, pérdidas dieléctricas y curvas de frecuencia / pérdidas dieléctricas.
- **Valores límite orientativos del contenido en agua y factor de disipación.**

  TP en servicio:

  — Normal: humedad ≤ 2,2 % / tan δ ≤ 0,5 %.

  — Moderado:

  ✓ Humedad 2,2 % / 3,7 % / tan δ ≤ 0,7 %.

  ✓ Mal: humedad 3,7 % ÷ 4,8 % / tan δ, 0,7 % ÷ 1 %.

  ✓ Muy mal: humedad > 4,8 % / tan δ > 1 %.

Figura 7.33. *Ensayo de respuesta dieléctrica en frecuencia. Fuente: Omicron.*

7.3.5. Ensayo de relación de transformación (TTR)

- **Objeto del ensayo:** permite detectar cortocircuitos entre espiras, cortes en los bobinados, defectos en los conmutadores de tomas en carga (CTC) y ajustadores de vacío, y problemas en el núcleo.
- **Características mínimas del equipo de ensayo:** detección automática del grupo de conexión. Rango de medidas:

  — Relación de transformación (rango de medida: 0,9 a 3.000, escala automática).

  — Corriente (rango de medida de 3 a 2.000 mA, escala automática).

  — Fase (rango de medida de – 180° a 180°).

  — Precisión (relación de transformación de ± 0,5 % / corriente de ± 1 % / fase de ± 0,15°.

- **Conexiones del ensayo:** el ensayo se realizará en todas las posiciones del CTC, y en TP con cambiadores de tomas sin tensión en todas las posiciones del mismo con relación a la toma n.º 1 del CTC.

  La medida se realizará entre todas las combinaciones de bobinados:

  — AT/BT.

  — AT/terciario.

  — BT/terciario.

Figura 7.34. *Ensayo de relación de transformación. Fuente: Kotkoff.*

- **Ensayos en instalaciones con GIS:** los ensayos se realizarán de acuerdo a lo siguiente:

  — **Disposición del GIS ante estos ensayos:** en este tipo de instalaciones solo tenemos acceso a las fases de AT del TP en el seccionador de tierra aislable de tierra (preparado para ensayos), donde deben retirarse las tres piezas de cobre que unen las pletinas del seccionador a la tierra del GIS, y en esas pletinas conectar las pinzas de las conexiones de alta del equipo del ensayo a las fases (1U, 1V y 1W), previa identificación.

  El neutro de AT del TP debe unirse al cable correspondiente del equipo de ensayo. Posiblemente no lleguen los cables suministrados con el equipo de ensayos, por lo que será necesario hacer una prolongación del equipo al neutro (1N).

  — **Disposición del bobinado de baja ante estos ensayos:** todos los cables con la conexión Pfisterer deben estar desconectados de la baja del TP. Se introducen en las conexiones hembras (también Pfisterer) correspondientes a cada una de las fases (2u, 2v y 2w) las bornas de prueba para hacer los ensayos, y a estas se unirán las pinzas del cable correspondiente a la BT del equipo de ensayos.

  Los parámetros a medir son:

  — Relación de transformación de cada fase AT/BT o combinación elegida.

  — Desfase de tensión de entrada e intensidad absorbida.

  — Grupo de conexión.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

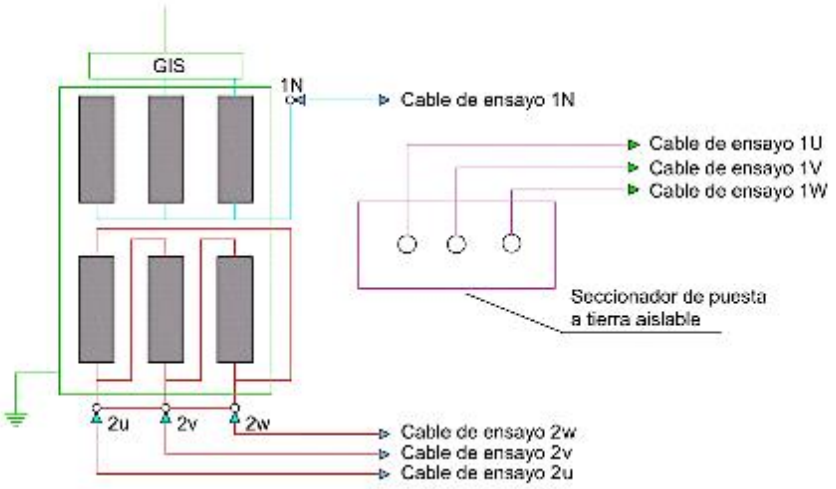


Figura 7.35. *Disposición del TP para el ensayo de relación de transformación.*

- **Valores límite orientativos:**

  Error en relación:

  — Entre fases ≤ 0,5 %.

  — Valor individual ≤ 0,5 con respecto al teórico.

Figura 7.36. *Pruebas automáticas de parámetros de transformadores de potencia trifásicos. Fuente: Omicron.*

SABÍAS QUE

Si hubiese un defecto en el aislamiento (por ejemplo, carbonilla entre espiras) y se hubiese aplicado baja tensión en el ensayo, esta carbonilla se comporta como aislante, por lo que no se detecta este defecto.

Al realizar el ensayo a 10 kV, circula corriente por dicha carbonilla, poniendo en cortocircuito las dos espiras afectadas, y será detectado el fallo.

Este ensayo también permite confirmar la relación que figura en la placa de características.

7.3.6. Ensayo de resistencia estática y dinámica de los bobinados

- **Objeto del ensayo:** permite detectar aflojamiento de conexiones, defectos en los CTC y cambiadores de tomas sin tensión, y cortocircuitos entre espiras y puntos calientes en los bobinados.
- **Características mínimas del equipo de ensayo:** corriente máxima 50 A, medida de resistencia (10 mΩ a 10 Ω), desmagnetización automática con aviso de TP descargado, medida en modo manual y automático, visualización de la magnetización y medida del rizado y pendiente en la conmutación.
- **Conexiones de ensayo:** medida de la resistencia óhmica de cada arrollamiento, según se indica a continuación:

Tabla 7.17. Medida óhmica de cada arrollamiento en transformadores bobinados en estrella

Transformadores bobinados en estrella		
Medida	**Intensidad máxima**	**Intensidad mínima**
UN	10 % *In*	1,2 *Io*
VN	10 % *In*	1,2 *Io*
WN	10 % *In*	1,2 *Io*

Si la regulación está en este bobinado se medirá en todas las posiciones del CTC.
In = Intensidad nominal.
Io = Intensidad de vacío.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

ENLACES WEB

En el siguiente enlace puedes ver equipos para pruebas y ensayos en transformadores:
www.omicron.at

SABÍAS QUE

La normativa vigente para la mayoría de los ensayos de transformadores es:

- EN-UNE 60076-1. Transformadores de potencia.
- ANSI-IEEE 62-1995. Pruebas de campo de transformadores.

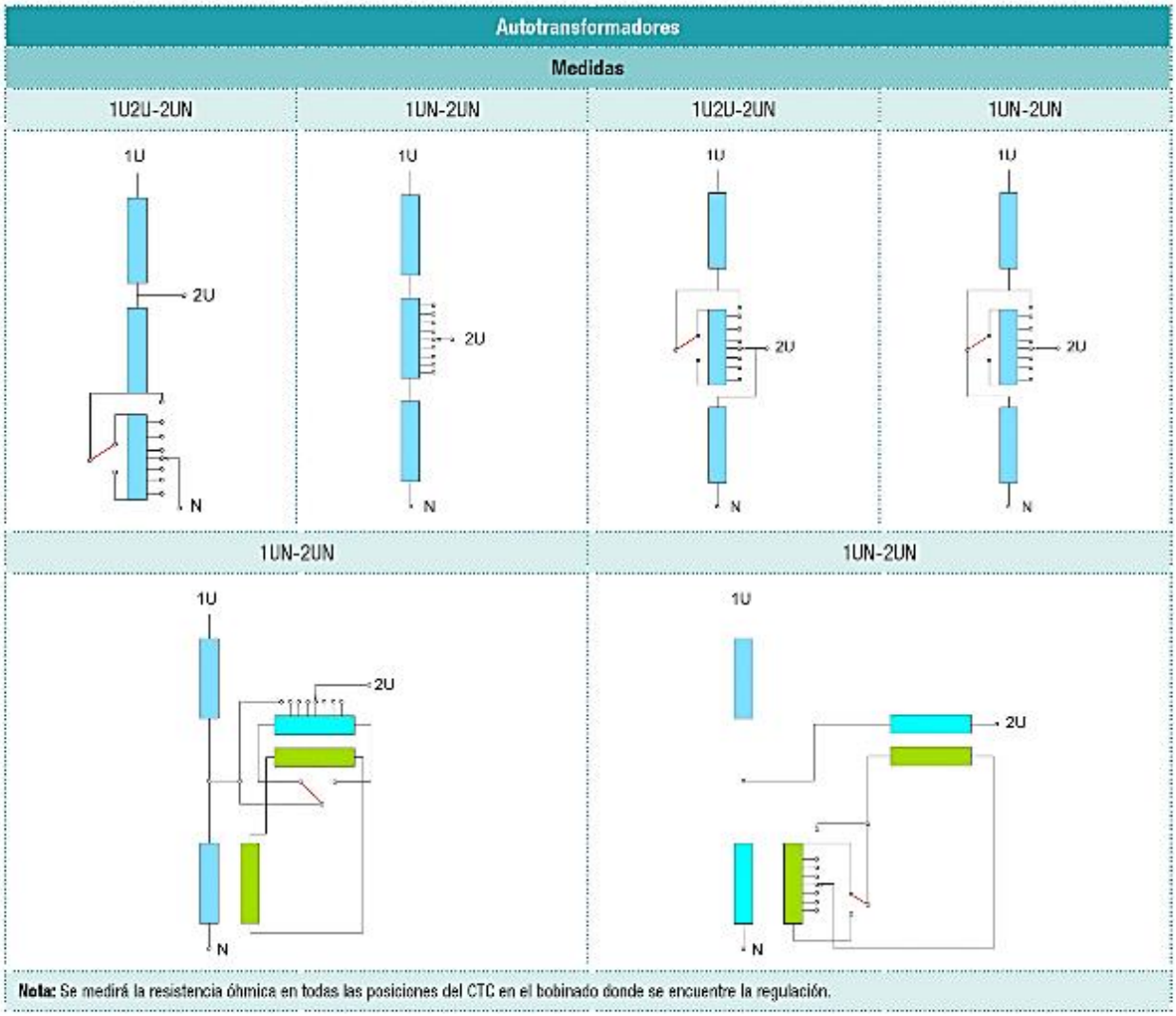
Tabla 7.18. Medida óhmica de cada arrollamiento en transformadores bobinados en triángulo

Transformadores bobinados en triángulo		
Medida	**Intensidad máxima**	**Intensidad mínima**
UV	10 % *In*	1,2 *Io*
VW	10 % *In*	1,2 *Io*
WU	10 % *In*	1,2 *Io*

Si la regulación está en este bobinado se medirá en todas las posiciones del CTC.
In = Intensidad nominal.
Io = Intensidad de vacío.

Autotransformadores

Medidas



Nota: Se medirá la resistencia óhmica en todas las posiciones del CTC en el bobinado donde se encuentre la regulación.

Figura 7.37. Ensayo de resistencia estática y dinámica de los bobinados de un autotransformador.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

- **Ensayos en instalaciones con GIS:** los ensayos se realizarán de acuerdo a lo siguiente:

  La disposición del GIS y del bobinado de BT ante estos ensayos es idéntica a la empleada en la relación de transformación (TTR).

  Se conectan los cables del equipo de ensayos a las pletinas del seccionador de tierra aislable de tierra del GIS (preparado para ensayos) y las fases (1U, 1V, 1W) previa identificación. Dado que en estas instalaciones GIS la distancia del GIS (punto donde se tienen accesibles las fases) y el TP (punto donde se tiene accesible el neutro) es muy grande, el ensayo de resistencia óhmica se realizará siempre entre fases. El neutro de AT (1N) del TP no debe conectarse.

  — Los *parámetros que hay que medir* son:

  ✓ Resistencia óhmica simple de cada fase, referida a 75 °C.

  ✓ Rizado en la conmutación en todas las posiciones del CTC, subiendo y bajando posiciones.

  ✓ Pendiente en la conmutación en todas las posiciones del CTC, subiendo y bajando posiciones.

- **Valores límite orientativos:**

  — Resistencia estática:

  ✓ TP nuevo, 5 % del valor del protocolo.

  ✓ TP en funcionamiento: 5 % de la medida anterior para valores de fase, y ± 2,5 % entre fases en la misma medida.

  — Resistencia dinámica:

  ✓ El rizado entre fases en la misma posición del CTC no será superior a un 1 %.

  ✓ La pendiente entre fases en la misma posición del CTC, no será superior al 1 %.

SABÍAS QUE

En el momento que la toma de un conmutador en carga cambia de una posición a otra, puede ocurrir una interrupción con una repentina caída de corriente. En este caso, se genera un valor de rizado mayor que en un conmutador de tomas en carga que trabaje correctamente sin interrupción.

7.3.7. Ensayo de la impedancia de dispersión, a 50 Hz y en frecuencia

- **Objeto del ensayo:** permite detectar desplazamientos o movimientos del bobinado, o cortocircuitos entre espiras y defectos en el CTC.
- **Características mínimas del equipo:**

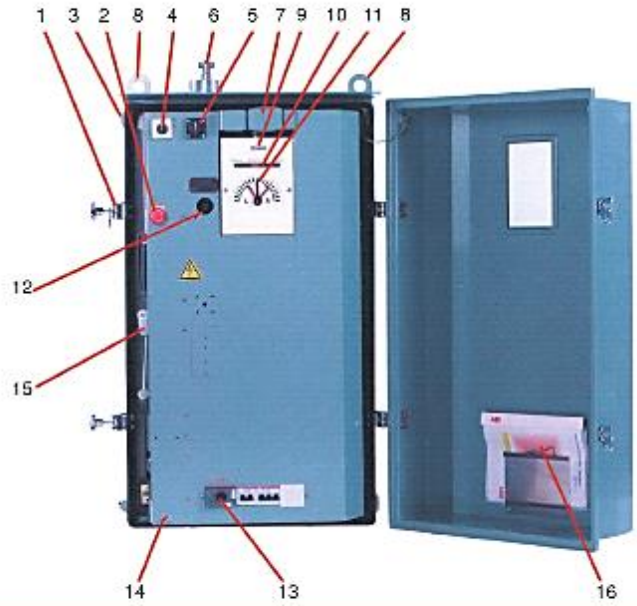
  — Rangos de medida: impedancia 2,5 a 4.000 Ω.

  — Precisión: ±1 %.

  — Medida en modo monofásico o trifásico.

  — Posibilidad de medida de la impedancia en frecuencia con rango de 15 a 400 Hz.

¿Sabes lo que es el rizado de una corriente eléctrica?



1. Cierre preparado para candado.
2. Parada de emergencia.
3. Respiradero.
4. Selector de control local/remoto.
5. Conmutador de subida/bajada.
6. Eje de acoplamiento.
7. Lámpara.
8. Argolla de suspensión.
9. Contador.
10. Indicador de cambio de tomas en curso.
11. Indicador de posición.
12. Eje para manivela.
13. Disyuntor de protección del motor.
14. Interruptor de la lámpara.
15. Manivela.
16. Descripciones y esquema de circuitos.

Figura 7.38. *Armario del mecanismo de accionamiento motorizado de un conmutador de tomas en carga. Fuente: ABB.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

- **Conexiones de ensayo:** las medidas se realizarán en la posición nominal del CTC.

  La medida se realizará entre todas las combinaciones de bobinados:

  — AT/BT.

  — AT/terciario.

  — BT/terciario.

  La alimentación se realizará por el bobinado de mayor tensión, estando el otro bobinado en cortocircuito.

  El cortocircuito en el bobinado se realizará primero en modo monofásico y luego en trifásico.

  Los parámetros a medir son: la tensión de ensayo por fase, la intensidad de ensayo por fase y la impedancia de ensayo por fase.

- **Ensayos en instalaciones con GIS:** los ensayos se realizarán de acuerdo a lo siguiente: la disposición del GIS y del bobinado de BT ante estos ensayos es idéntica a la empleada en la relación de transformación (TTR).

- **Valores límite orientativos:**

  — Desviación máxima con el valor de la placa de características ±5 %.

  — Desviación máxima entre fases en la misma medida ±2,5 %.

7.3.8. Ensayo de capacidad y factor de disipación de bobinados, en tensión y frecuencia

- **Objeto del ensayo:** este ensayo permite detectar pérdida de calidad del conjunto papel-aceite, contaminación por humedad y compuestos polares, cortocircuitos en los bobinados y descargas parciales internas.

- **Características mínimas del equipo:**

  — Tensión de ensayo = 0 a 10 kV.

  — Intensidad máxima = 200 mA.

- **Conexiones del ensayo:** las medidas se realizarán estando el CTC en la posición nominal.

Tabla 7.19. Conexiones de ensayo de capacidad y factor de disipación de bobinados, en tensión y frecuencia

Transformadores de dos bobinados					
Modo de prueba	**Aplicación de tensión**	**Tierra**	**Guarda**	**UST**	**Medida**
GST-GROUND	AT	BT	—	—	Ca + Cab
GST-GUARD	AT	—	BT	—	Ca
UST	AT	—	—	BT	Cab
GST-GROUND	BT	AT	—	—	Cb + Cba
GST-GUARD	BT	—	AT	—	Cb
UST	BT	—	—	AT	Cba
Autotransformadores					
Modo de prueba	**Aplicación de tensión**	**Tierra**	**Guarda**	**UST**	**Medida**
GST-GROUND	AT + BT	Terciario	—	—	Cab + Cabt
GST-GUARD	AT + BT	—	Terciario	—	Cab
UST	AT + BT	—	—	Terciario	Cabt
GST-GROUND	Terciario	AT + BT	—	—	Ct + Ctab
GST-GUARD	Terciario	—	AT + BT	—	Ct
UST	Terciario	—	—	AT + BT	Ctab

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

(continúa)

Transformadores de tres bobinados					
Modo de prueba	**Aplicación de tensión**	**Tierra**	**Guarda**	**UST**	**Medida**
GST-GROUND	AT	—	Terciario	—	Ca + Cab
GST-GUARD	AT	—	BT + terciario	—	Ca
UST	AT	—	—	BT	Cab
GST-GROUND	BT	—	AT	—	Cb + Cbt
GST-GUARD	BT	—	AT + terciario	—	Cb
UST	BT	—	—	Terciario	Cbt
GST-GROUND	Terciario	—	AT + BT	—	Ct + Cat
UST	Terciario	—	—	AT	Cat

GST-GROUND = Medida sistema de puesto a tierra, con elementos a guarda.
GST-GUARD = Medida sistema de puesto a tierra.
UST = Medida sistema aislado de tierra.
Ca = Capacidad alta/masa.
Cab = Capacidad alta/baja.
Cb = Capacidad baja/masa.
Cba = Capacidad baja/alta.
Cabt = Capacidad alta baja / terciario.
Ctab = Capacidad terciario / alta baja.
Ct = Capacidad terciario/masa.
Cat = Capacidad alta/terciario.
Cbt = Capacidad baja/terciario.

Figura 7.39. *Aparato de prueba de capacidad y factor de disipación. Fuente: Doble Lemke.*

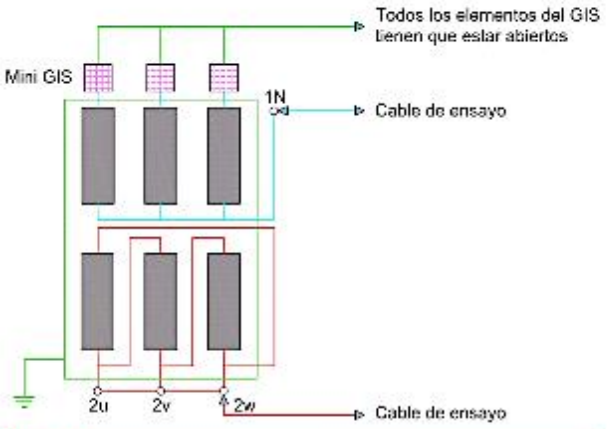


Figura 7.40. *Disposición de los cables para el ensayo.*

- **Ensayos en instalaciones con GIS:** los ensayos se realizarán de acuerdo a lo siguiente:

  — **Capacidad y factor de disipación en transformadores.** La disposición del GIS en estos ensayos es idéntica a la empleada en el ensayo de resistencia de aislamiento.

  La tensión máxima que se aplica en estos ensayos es de 10.000 V CA.

  En estos ensayos, el acceso al bobinado de AT se realiza a través del neutro del TP (1N).

  Los cables de ensayos se conectarán como se indica en la Figura 7.40.

  — **Capacidad y factor de disipación en autotransformadores.** En las posiciones GIS del TP deben encontrarse los interruptores de máquina de AT y BT abiertos, y los seccionadores de puesta a tierra del lado de máquina de AT y BT abiertos.

  En estos ensayos, el acceso al bobinado de AT y BT se realizará a través del neutro del TP (1N).

  La tensión máxima que se aplica en los bobinados de AT y BT durante estos ensayos es de 10.000 V CA.

  La disposición del GIS de AT y BT durante los ensayos del bobinado terciario es cambiante respecto al tipo de ensayo que se pueda realizar.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

En la Figura 7.41 se indica un ejemplo de un ensayo de este tipo.

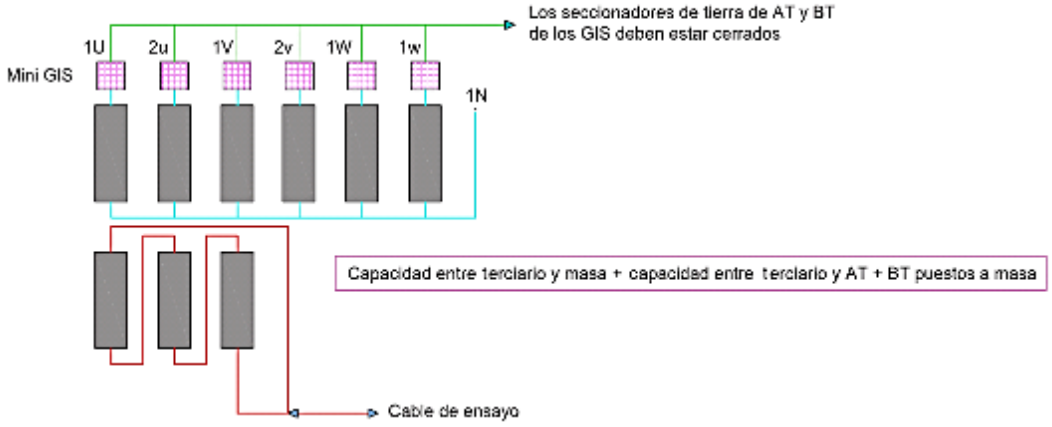


Figura 7.41. *Ensayo de capacidad y factor de disipación en bobinado terciario.*

— Los parámetros que hay que medir son:

✓ Capacidad entre arrollamientos y cada uno con relación a masa, en tensión y frecuencia.

✓ Pérdidas dieléctricas entre arrollamientos y cada uno con relación a masa a 50 Hz.

- **Valores límite orientativos:** los valores límite a 10 kV son los que indica la Tabla 7.20.

Tabla 7.20. Valores límite orientativos en el ensayo de capacidad y tan δ de bobinados

Transformador de potencia nuevo		Transformador de potencia en servicio	
Valor de tan δ (× 100)	Acción	Valor de tan δ (× 100)	Acción
≤ 0,5 ≥ 0,5	Poner en servicio Consultar al fabricante del TP **	< 1 ≥ 1	Según mantenimiento *
Capacidad	Acción	Capacidad	Acción
± 5 % de protocolo 5 % ± 10 % de protocolo ≥ 10 % de protocolo	Poner en servicio Consultar al fabricante del TP No poner en servicio	< 5 % ≥ 5 %	Según mantenimiento *

El valor máximo de la tan δ en cualquiera de las frecuencias no será superior al 1,5 (× 100).
* Cuando se supere el valor límite será necesario evaluar el estado del aceite y complementar con otros ensayos para actuar sobre el TP. Valores de tan δ > 1,5 o de capacidad > 10 % pueden indicar que el TP está funcionando con alto riesgo de fallo.
** Incrementos de tan δ entre fábrica y ensayos de huella por encima de 0,3 requieren estudio complementario.
En TP con más de 20 años de servicio, y cuando superen valores límite, será necesario complementar con otros ensayos para actuar sobre el TP.

SABÍAS QUE

El cable de aplicación de tensión se conecta al terciario cortocircuitado.

En las posiciones GIS del TP deben encontrase los seccionadores de puesta a tierra de AT y BT del lado de máquina cerrados y puestos a tierra, y el neutro (1N) también puesto a tierra.

SABÍAS QUE

Si existe el llamado *tip-up*, el dieléctrico puede estar deteriorado.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

7.3.9. Capacidad y factor de disipación de bornas en tensión y frecuencia

- **Objeto del ensayo:** permite detectar pérdida de calidad del conjunto papel-aceite, contaminación por humedad y compuestos polares, cortocircuitos en capas condensadoras y descargas parciales internas.
- **Características mínimas del equipo:** iguales a las del ensayo de capacidad y factor de disipación de bobinados en tensión y frecuencia.
- **Conexiones del ensayo:** se medirá en la posición UST (medida sistema aislado de tierra) del equipo de medida, en la toma a 2 kV y 10 kV, y entre 15 Hz a 400 Hz.
- **Ensayos en instalaciones con GIS:** los ensayos se realizarán de acuerdo a lo siguiente:
  - — **Capacidad y factor de disipación de bornas en transformadores:** la disposición del GIS ante estos ensayos es idéntica a la empleada en el ensayo de resistencia de aislamiento.

    Disposición del bobinado de baja ante estos ensayos: todos los elementos de la instalación (interruptores y seccionadores) deben estar abiertos. En mantenimiento predictivo de las bornas de AT no es necesario retirar las conexiones Pfisterer de la BT.

    En estos ensayos, la inyección de tensión en los bobinados de AT se realiza a través del neutro del TP (1N).

    La tensión máxima que se aplica en estos ensayos es de 10.000 V CA.
  - — **Capacidad y factor de disipación de bornas en autotransformadores:** la disposición del GIS ante estos ensayos es idéntica a la empleada en el ensayo de resistencia de aislamiento.

    Disposición del bobinado terciario en estos ensayos: las bornas de este bobinado son aceite-aire, lo que permitirá acceder a ellas como un TP convencional.

    En estos ensayos, el acceso al bobinado de AT y BT se realiza a través del neutro del autotransformador (1N).

    La tensión máxima que se aplica en estos ensayos es de 10.000 V CA.

    Los cables de ensayo se conectarán como se indica en la Figura 7.42.

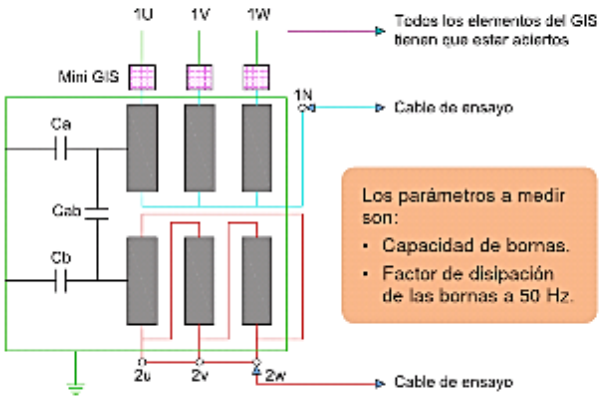


Figura 7.42. *Ensayo de capacidad y factor de disipación en bornas en tensión y frecuencia.*

ENLACES WEB

En el siguiente enlace puedes ver un vídeo de cómo se realiza este ensayo:
http://fotosdeelectricidad.es/?page_id=1884

  - — **Ensayo *Hot collar* (collar caliente):** en las bornas de tensión ≥ 132 kV sin toma capacitiva o dañada la toma, se realizará este ensayo.

    Esta prueba es muy efectiva para detectar niveles bajos de líquido o relleno compuesto, puesto que si hay aire donde se supone que debería haber líquido o relleno compuesto, la capacidad o carga total de corriente será más baja de lo normal. También es muy útil para detectar fisuras en las bornas.

    La prueba consiste en una medición entre un collar aplicado externamente y el conductor central de la borna. El collar se energiza con el equipo de prueba, mientras que el conductor central se conecta a tierra.

    En el modo GST-GROUND (medida de puesta a tierra, con elemento a guarda), la prueba de collar caliente incluye la medición de toda la corriente que pasa entre el collar energizado y la conexión a tierra.

    Los collares para la aplicación de tensión se colocarán en la parte superior, media e inferior de la borna.

    En la Figura 7.43 se puede ver un esquema de esta prueba.
- **Valores límite admisibles:**
  - — Pérdidas: 0,1 W.
  - — Corriente de 200 mA.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

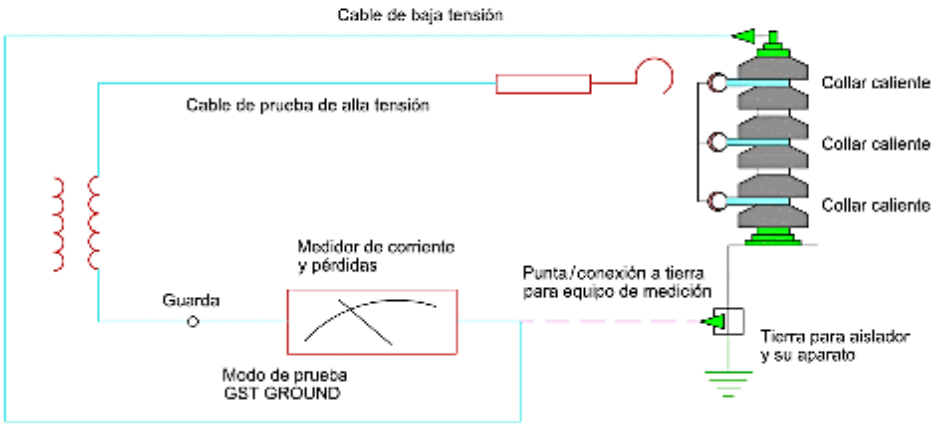


Figura 7.43. *Conexiones para el ensayo de collar caliente en el modo GST-GROUND.*

7.3.10. Ensayo de características del paquete magnético

En este apartado se consideran los ensayos realizados en el paquete magnético en baja y alta tensión.

a) Paquete magnético a baja tensión

- **Objeto del ensayo:** permite detectar aflojamientos y cortocircuitos en el circuito magnético y cortocircuitos entre espiras.
- **Conexiones del ensayo:** la medida se realizará en la posición nominal del CTC, con tensión igual o inferior a 400 V.

  La medida se realizará aplicando tensión por el bobinado de máxima tensión, estando los otros bobinados abiertos y aislados.

  En instalaciones GIS los ensayos se realizarán con la configuración de la medida de la relación de transformación.
- **Los parámetros que hay que medir son:**
  - — Consumo de la intensidad absorbida por el bobinado de mayor tensión ensayado en la posición nominal del CTC.
  - — Potencia absorbida activa, reactiva y aparente por el bobinado de mayor tensión ensayado.

b) Paquete magnético a alta tensión

- **Objeto del ensayo:** permite detectar aflojamientos y cortocircuitos en el circuito magnético y cortocircuitos entre espiras.
- **Conexiones del ensayo:** la medida se realizará en la posición nominal del CTC, con escalones de tensión de 2 kV y entre 2 a 10 kV.

  La medida se realizará aplicando tensión por el bobinado de máxima tensión, estando los otros bobinados abiertos y aislados.
- **Ensayos en instalaciones con GIS:** los ensayos se realizarán de acuerdo a lo siguiente:

  La disposición del GIS y del bobinado de BT ante estos ensayos es idéntica a la empleada en la relación de transformación.

  Se conectan el cable de aplicación de tensión del equipo de ensayos a las pletinas del seccionador de tierra del GIS (preparado para ensayos) y las fases (1U , 1V y 1W) previa identificación. El ensayo debe realizarse entre cada fase y el neutro.

  Al neutro de AT (1N) del TP debe conectarse el cable (de color rojo) del equipo de ensayo.

  En algunos GIS no es posible inyectar en este ensayo hasta los 10 kV, debido a la falta de aislamiento para ese nivel de tensión de los terminales del seccionador de puesta a tierra (preparado para el ensayo).

  Disposición del bobinado de baja ante estos ensayos: todos los elementos de la instalación (interruptores y seccionadores) deben estar abiertos. En mantenimiento predictivo de las bornas de AT no es necesario retirar las conexiones Pfisterer de la BT.

  En los autotransformadores el bobinado terciario debe estar abierto.
- **Los parámetros que hay que medir son:**
  - — Consumo de la intensidad absorbida por el bobinado ensayado en posición nominal del CTC.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

7.3.11. Ensayo de respuesta en frecuencia (FRA)

- **Objeto del ensayo:** el análisis de respuesta en frecuencia (FRA) permite detectar movimiento relativo entre bobinados, deformación de bobinados, espiras en cortocircuito, mala puesta a tierra del núcleo, desplazamientos del núcleo y desplazamientos de conexiones.

  El interior de un transformador de potencia se puede representar por medio de una red de elementos pasivos (bobinas, condensadores y resistencias) distribuidos, formando conexiones en serie, paralelo o ambas, caracterizando la firma o huella. Cualquier modificación de estos elementos provocará una variación proporcional en la huella patrón de una manera irreversible.

  Una de las aplicaciones más interesante es la de garantizar la calidad del transporte de los grandes transformadores. Simplemente comparando un ensayo realizado en origen con otro en el destino, es capaz de detectar incidentes ocurridos en el transporte.

SABÍAS QUE

Un transformador de potencia está conformado por RLC entre bobinas consecuentes y entre el devanado y la pared del tanque y el núcleo.

En la Figura 7.44 se indica un esquema de las componentes RLC de un transformador de potencia.

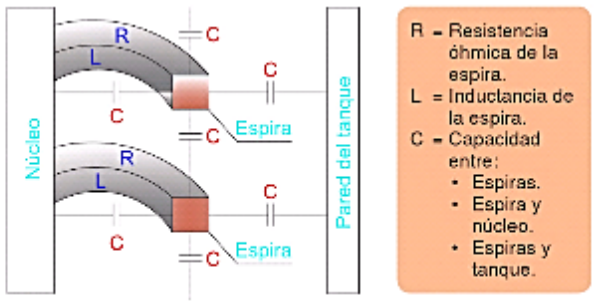


Figura 7.44. *Circuito equivalente del devanado de un transformador de potencia.*

Se aplica una tensión senoidal con frecuencia variable en un extremo del bobinado y se mide la señal que vuelve del otro extremo. La comparación de señales de entrada y salida genera una respuesta de frecuencia exclusiva que se compara con los datos de referencia.

- **Conexiones del ensayo:** en los transformadores, el ensayo se realizará siempre en la posición del CTC que incluya todo el bobinado de regulación y en la posición mínimas espiras (anulado el bobinado de regulación).

  En los autotransformadores el ensayo se realizará en el bobinado de serie en el mínimo número de espiras, y en el bobinado común en el mínimo número de espiras y en el máximo número de espiras.

  Las conexiones para realizar los ensayos son variadas en función de la conexión del bobinado y si se realiza con o sin el CTC. Como ejemplo, escogemos el ensayo para un conexionado en triángulo (D) con CTC.

Figura 7.45. *Ensayo FRA. Fuente: Omicron.*

Tabla 7.21. Ensayo de respuesta en frecuencia (FRA)

Ensayo de respuesta en frecuencia (FRA)			
Bobinado en D con CTC. N.º de prueba	**Señal y referencia (V entrada)**	**Medida (V salida)**	**Posición del CTC**
1	U	V	Máximo espiras
2	V	W	Máximo espiras
3	W	U	Máximo espiras
4	U	V	Central
5	V	W	Central
6	W	U	Central

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

SABÍAS QUE

Existen dos técnicas de ensayo de FRA, llamadas técnica de barrido en frecuencia (utiliza un generador de barrido de baja tensión) y técnica del pulso (se inyecta un pulso rápido de aproximadamente 500 V al transformador).

En la Figura 7.46 se puede apreciar un esquema de la prueba a circuito abierto.

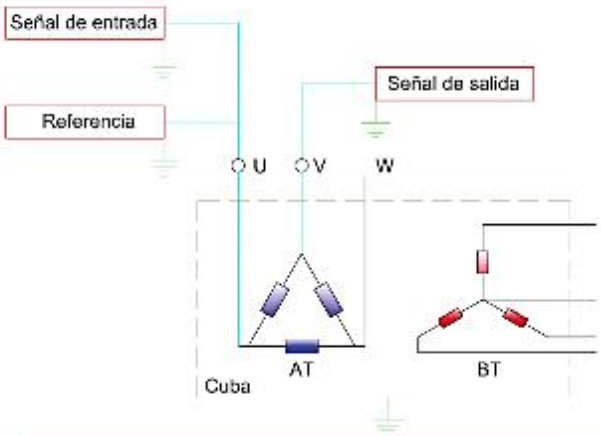


Figura 7.46. *Esquema del ensayo de circuito abierto.*

ENLACES WEB

En el siguiente enlace puedes ver un video de cómo se realiza este ensayo:
www.omicron.at

- **Ensayos en instalaciones con GIS:** los ensayos se realizarán de acuerdo a lo siguiente:

  La disposición del GIS y del bobinado de BT ante estos ensayos es idéntica a la empleada en el ensayo de relación de transformación.

  Si los cables suministrados con el equipo no alcanzaran para poder hacer el ensayo del bobinado de AT entre fases y neutro, el ensayo debe realizarse entre fases (1U-1V), (1V-1W) y (1W-1U). Los cables de tierra se unen juntos a la tierra del GIS. El bobinado de baja deberá estar abierto.

  En el caso de que exista la necesidad de una información adicional, se realizará el ensayo cortocircuitando el bobinado no ensayado (medida de la tensión transferida).

  En bobinados terciarios se realizará el ensayo solamente cuando tenga las tres bornas accesibles.

SABÍAS QUE

El ensayo de respuesta en frecuencia se basa en la geometría del transformador, que es una complicada distribución de resistencias, inductancias y capacidades.

Los bobinados tienen una respuesta que depende de la frecuencia. Luego un cambio en la geometría repercutirá en un cambio de la respuesta en frecuencia.

La respuesta a las diferentes frecuencias nos indicará el comportamiento de las mismas ante las diferentes solicitaciones a las que está sometido un transformador (transporte, esfuerzos electrodinámicos, entre otros).

¿Te acuerdas de la relación entre la inductancia y la capacitancia con respecto a la frecuencia?

7.3.12. Termografía en un TP

La termografía por infrarrojos es una técnica de inspección, aplicable al mantenimiento de equipos eléctricos, mecánicos y de aislamientos térmicos. Tiene como objetivo el comprobar el correcto comportamiento térmico de la aparamenta y equipos eléctricos.

Con la termografía se detectan anomalías o deterioros que puedan causar averías.

Como ventaja, se puede decir que el origen del defecto es fácilmente localizable y que no necesita descargo de la instalación.

SABÍAS QUE

Todos los materiales conductores de la electricidad poseen una resistencia óhmica. Esta resistencia al paso de la corriente provoca una elevación de temperatura.

Suponiendo un sistema trifásico equilibrado, todos los componentes deben poseer la misma temperatura.

Cualquier alteración del equilibrio térmico debe ser estudiada.

Los sistemas termográficos captan la radiación infrarroja que emite un cuerpo y muestran la temperatura aparente del cuerpo que queremos medir.

Para convertir la radicación a temperatura necesitamos saber:

- Emisividad, temperatura ambiente, temperatura reflejada, distancia al objeto, humedad relativa y tamaño del objeto.
- La temperatura medida depende del viento y de la intensidad que circula por el equipo.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

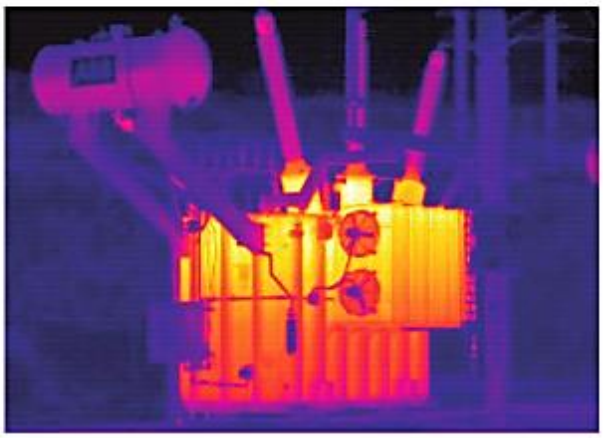


Figura 7.47. *Termografía de un transformador de potencia.*
Fuente: Eléctrica Matamoros.

La termografía en una subestación se aplica, en general, a los siguientes equipos:

- Bancos de baterías.
- Interruptores.
- Pararrayos.
- Resistencia de puesta a tierra.
- Seccionadores.
- Transformadores de potencia.
- Transformadores de medida.
- Cables aislados.
- **Objeto del ensayo en un TP:** este ensayo permite determinar el estado de un transformador desde el punto de vista térmico en cuanto a: bornas, CTC, radiadores, cuba, armarios de control, motores, ventiladores, motobombas y flujos de dispersión.

Figura 7.48. *Inspección termográfica en una subestación.*
Fuente: Eléctrica Matamoros.

- **Características mínimas del equipo de ensayo:** los requisitos mínimos del sistema son:

  Cámara termográfica con una longitud de onda larga de 7,5 a 13 µm, resolución espacial 1,3 mrad, resolución térmica 0,5 °C, rango de operación de – 20 a 400 °C, óptica de gran angular, corrección de transmisión atmosférica automática, corrección de temperatura reflejada automática y corrección de óptica externa automática.

- **Interpretación de resultados:** los resultados de cada elemento analizado deben compararse con los obtenidos en sus homólogos pertenecientes al mismo TP, es

Tabla 7.22. Valores de los diferentes componentes del TP según la temperatura

Valores de temperatura de los diferentes elementos del TP y su posible actuación		
Componente	**Temperatura**	**Actuación**
Bornas	≤ 2 °C	Normal
	2 a 10 °C	Revisar en mantenimiento regular
	> 10 °C	Revisar inmediatamente
Radiadores y refrigerantes	≤ 2 °C	Normal
	2 a 10 °C	Revisar en mantenimiento regular
	> 10 °C	Revisar inmediatamente
Motores y bombas	≤ 2 °C	Normal
	2 a 10 °C	Revisar en mantenimiento regular
	> 10 °C	Revisar inmediatamente
Cuba	2 a 10 °C	Normal
	11 a 39 °C	Reparar en mantenimiento regular
	> 40 °C	Reparar inmediatamente
CTC	≤ 2 °C	Normal
	2 a 10 °C	Revisar en mantenimiento regular
	> 10 °C	Revisar inmediatamente
Armarios de control	2 a 10 °C	Normal
	11 a 39 °C	Revisar en mantenimiento regular
	> 40 °C	Revisar inmediatamente

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

decir, se compararán elementos que deberían estar a la misma temperatura, por ejemplo:

- Zonas de conexión de bornas de AT.
- Refrigerantes en zona superior.
- Refrigerantes en zona inferior.
- Los valores de los diferentes componentes del TP se indican en la Tabla 7.22.

Cámara termográfica con ventana IR

Al abrir cuadros eléctricos para realizar inspecciones térmicas y visuales de componentes que están en tensión, el operario se expone a un trabajo peligroso en el que corre el riesgo de que se produzca un incidente de arco eléctrico. Se puede poner la seguridad añadida con la ventana IR entre el operario y los equipos electrificados, para protegerse y eliminar la necesidad de abrir carcasas.

En la Figura 7.49 se expone una figura con este tipo de ventana.

Figura 7.49. *Cámara termográfica con ventana IR. Fuente: Fluke.*

ENLACES WEB

En el siguiente enlace puedes ver cómo funciona la cámara termográfica con ventana IR:
www.fluke.com

7.3.13. Pruebas y ensayos del aceite

En este apartado indicamos, de forma resumida, una serie de pruebas y análisis que normalmente se aplican a los aceites de los equipos de una subestación eléctrica, como son los de los transformadores.

En la Tabla 7.23 se muestran las principales pruebas y ensayos a los que se someten los aceites. También se indica la medida del ruido emitido.

Tabla 7.23. Pruebas y ensayos del aceite de un TP

Pruebas y ensayos del aceite		
Análisis/ensayo	**Objeto**	**Valores límite orientativos**
Color del aceite del TP	No es una propiedad importante por sí misma, pero es útil con fines de comparación. Un índice de color elevado o de evolución rápida puede indicar una degradación o contaminación del aceite.	Máximo 2
Índice de neutralización	El índice de neutralización de un aceite es proporcional al contenido de agentes contaminantes ácidos del aceite.	Para TP ≥ 132 kV: 0,15 mgK/OH/g Para TP < 132 kV: 0,30 mgK/OH/g
Contenido en agua	El agua puede provenir del aire atmosférico o resultar de la degradación de los materiales aislantes sólidos.	Para TP ≥ 132 kV: 20 ppm (partes por millón mg/kg) Para TP < 132 kV: 30 ppm (partes por millón mg/kg)
Factor de disipación	Esta característica es muy sensible a la presencia en el aceite de sustancias polares solubles, productos de envejecimiento o sustancias coloidales. Mide las pérdidas resistivas que tiene el aceite.	Para TP ≥ 132 kV: 12 % Para TP < 132 kV: 15 %
Tensión de ruptura dieléctrica	Es la aptitud de un aceite a resistir solicitaciones eléctricas. Tensión necesaria a aplicar entre dos electrodos para que se produzca un arco entre los mismos. Un aceite seco y limpio presenta una tensión de ruptura elevada. El aparato de ensayo se llama «chispómetro».	Para TP ≥ 132 kV: 45 kV Para TP < 132 kV: 30 kV
Tensión interfásica	Detectar agentes contaminantes polares solubles en el aceite, debidos a envejecimiento del aceite o de los materiales sólidos del TP.	Para TP nuevo: ≥ 40 mN/m Para TP en servicio: 22 mN/m

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

(continúa)

Pruebas y ensayos del aceite		
Análisis/ensayo	**Objeto**	**Valores límite orientativos**
N.º de partículas	Detectar contaminación debida a la presencia de partículas en suspensión del aceite, ya que tienen un efecto negativo sobre la rigidez dieléctrica del aceite.	Según normativa, el código será de 9
Furánicos	Determinar de una manera indirecta el grado de envejecimiento del aislamiento sólido del transformador, mediante la determinación de la concentración de los compuestos furánicos disueltos en el aceite.	2FL = 1 (ligero envejecimiento) 2FL = 3 (envejecido)
Cromatografía de gases de TP	En un aceite en servicio pueden existir cantidades apreciables de hidrógeno, metano, etano, etileno y además CO y CO_2, que se producen por la descomposición del aceite y otros materiales bajo solicitaciones térmicas o eléctricas. La concentración de estos gases en un aceite en servicio se utiliza como medio de diagnóstico de defectos, como pueden ser puntos calientes o descargas eléctricas.	Según norma UNE EN 60599
Medida del ruido emitido	El ruido emitido por un transformador es debido fundamentalmente a: • Magnetoestricción del núcleo (armónicos pares 100, 200, entre otros). • Falsa histéresis por concentración de flujos (armónicos impares 150, 300, entre otros). • Frecuencias propias estructurales. Las frecuencias fundamentales siempre tienen que ser de armónicos pares. Si la frecuencia fundamental es otra, el transformador presenta defecto de montaje o instalación.	El nivel de la presión sonora no superará en + 3 dB al valor de protocolo

En las siguientes figuras se pueden apreciar algunos equipos de ensayos y pruebas del aceite de un TP.

Figura 7.50. *Medidor de tensión de ruptura (chispómetro).*
Fuente: Zhongnengcq

Figura 7.51. *Medida del contenido en humedad del aceite de un TP.*
Fuente: Mitsubishi.

7.4. Descargas parciales

Constituye un fenómeno posible en cualquier tipo de aislamiento (sólido, líquido o gas) basado en la existencia de pequeñas descargas en la superficie o en partes internas del aislamiento, originadas por una discontinuidad del campo eléctrico.

Las descargas parciales producen una degradación de los aislamientos, que termina generalmente en un fallo. En los transformadores de potencia o de medida que usan acei-

Figura 7.52. *Medida de descargas parciales con el método de ultrasonido.*
Fuente: Elind.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

te como el dieléctrico y tienen cuba de metal a potencial de tierra. Se puede detectar la presencia de descargas parciales por métodos acústicos con el transformador en servicio.

La concentración local de campo eléctrico genera una señal electromagnética acompañada de luz, sonido, calor y reacciones químicas.

Existen varios métodos de medida:

- **Método acústico:** mide los ultrasonidos que generan las descargas. Se puede realizar con el equipo en servicio.
- **Método de frecuencia ultra-alta (UHF):** mide las ondas de alta frecuencia. La sonda transforma las vibraciones en impulsos eléctricos. La sonda debe estar instalada antes de energizar el equipo. De aplicación en GIS.
- **Método de análisis de gases:** detecta los productos de descomposición del aislamiento.
- **Medida eléctrica:** medida eléctrica de la señal a través de toroidales (usado en cables).

Figura 7.53. *Micrófono direccional a ultrasonidos para localización de descargas parciales. Fuente: Doble Lemke.*

7.5. Pruebas y ensayos en interruptores

En este apartado se indican las principales pruebas y ensayos que se aplican en el mantenimiento predictivo de interruptores de potencia.

7.5.1. Prueba de resistencia estática de contactos en un interruptor (medición de microohmios)

En este ensayo se verifica que haya una baja resistencia de transmisión en el interruptor de potencia cerrado, para garantizar que la corriente de carga fluya con pérdidas bajas.

La resistencia estática se obtiene a partir de la medida de la caída de tensión en los extremos del contacto cuando se hace circular una intensidad a través de ellos.

Método de medida: los cables de medida deben estar conectados lo más cerca posible del objeto a medir y dentro de los cables de intensidad. Se debe:

- Seleccionar el rango de intensidad de 300 A.
- No inyectar intensidad durante períodos de tiempo prolongados.
- No abrir el interruptor mientras se está inyectando intensidad.

En interruptores con más de una cámara por fase se medirá, inicialmente, la resistencia de la fase completa. Si el valor obtenido (suma de las resistencias de contactos y uniones) se encuentra dentro de lo esperado, no será necesario realizar más medidas. En caso contrario, se realizarán medidas para cada cámara de corte con objeto de poder determinar los contactos o uniones incorrectas.

Figura 7.54. *Sensor de válvula UHF para medida de descargas parciales en TP. Fuente: Omicron.*

Figura 7.55. *Localizador de descargas parciales. Fuente: Omicron.*

Figura 7.56. *Medida de descargas parciales. Fuente: Doble Lemke.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Figura 7.57. *Pruebas en un interruptor de potencia. Fuente: Corpoelec.*

7.5.2. Medida de resistencia dinámica de contactos en un interruptor

Esta medida es útil en interruptores de SF6, en los que es complicado desmontar el interruptor para inspeccionar visualmente el estado de los contactos. Permite conocer la resistencia de los contactos principales y de arco.

Esta, realizada conjuntamente con la gráfica de desplazamiento de contactos, permite saber la longitud de los contactos principales y de arco (el desgaste de contactos se determinará analizando la evolución de sus longitudes desde la puesta en servicio del interruptor).

Método de medida: la resistencia dinámica se obtiene a partir de la medida instantánea de la caída de tensión en los extremos del contacto cuando se hace circular una intensidad a través de ellos durante una maniobra de C-O.

7.5.3. Prueba de arranque mínimo

En esta prueba se determina la tensión mínima necesaria para disparar y cerrar un interruptor de potencia. Sirve para asegurarse de que el equipo puede maniobrar con fiabilidad en caso de una alimentación de CC baja.

Puede establecerse el umbral de pasa / no pasa en un porcentaje determinado del valor nominal. Aplicando pulsos cortos con crecientes amplitudes y pausas entre ellos, se asegura de que las bobinas de disparo no se calientan durante las pruebas.

7.5.4. Prueba de sincronismo

En esta prueba se evalúan el tiempo de operación del contacto principal y las diferencias entre los tiempos de actuación de los diferentes contactos. Se pueden detectar ajustes mecánicos incorrectos o problemas de desgaste de los interruptores de potencia midiendo las diferencias entre la fase más rápida y la más lenta.

Analizando el tiempo de apertura y cierre se pueden detectar los problemas relacionados con el envejecimiento de los interruptores de potencia.

7.5.5. Análisis de corriente de bobina y motor

Con este análisis se registra la curva de la corriente de las bobinas y motores durante el funcionamiento del interruptor de potencia. Las desviaciones de la curva esperada muestran posibles defectos eléctricos o mecánicos de las bobinas de disparo o de cierre, así como de la palanca de desbloqueo.

El registro a lo largo del tiempo de las corrientes del motor indica la alimentación que necesita este.

7.5.6. Prueba de estado de subtensión

Usando la fuente de alimentación del equipo de prueba, basta con ajustar una subtensión exacta del valor nominal y medir el comportamiento correspondiente de las bobinas del interruptor de potencia.

Otras pruebas que se suelen realizar a los interruptores de potencia son:

- La medida de la rigidez dieléctrica del aceite.
- La humedad, pureza y acidez del gas (SF6).
- La medida de aislamiento de vacío.

Figura 7.58. *Pruebas en interruptores de potencia. Fuente: Omicron.*

SABÍAS QUE

En las subestaciones, el acoplamiento capacitivo desde conductores vivos de alta tensión induce corrientes peligrosas o letales en todos los conductores paralelos. Conectar a tierra ambos extremos del objeto de prueba conducirá la corriente inducida a tierra y proporcionará un área segura para el personal de prueba.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

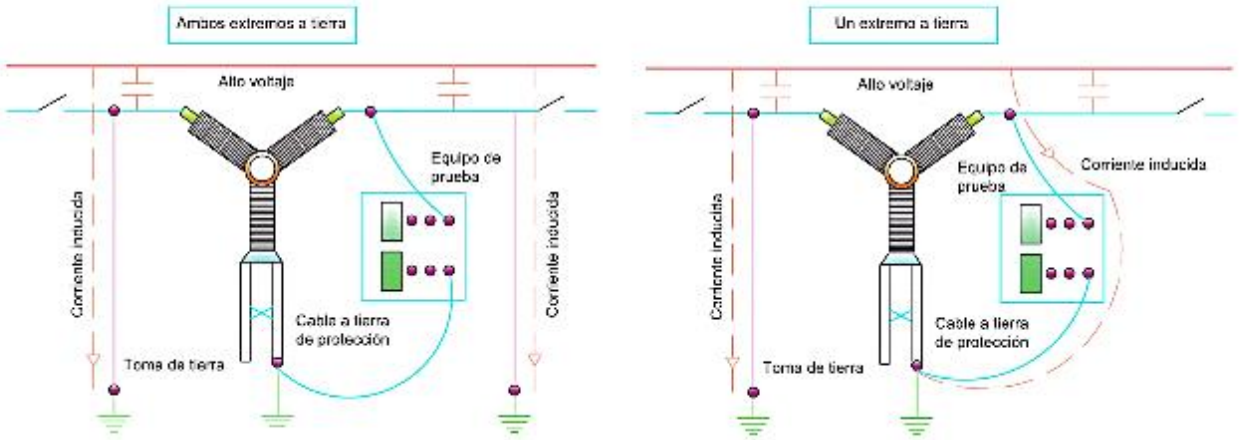


Figura 7.59. *Esquema de conexión segura en las pruebas de interruptores de potencia.*

En la Figura 7.59 se muestra un esquema con la conexión segura para el análisis de interruptores de potencia de alta tensión.

7.5.7. Parámetros característicos obtenidos en los ensayos

Los principales parámetros obtenidos en los ensayos de un interruptor de potencia son:

Resistencia de contacto pasiva, tiempos de operación del interruptor, sincronismo longitudinal y transversal, gráficas de desplazamiento (carrera total, penetración de contactos, velocidad de apertura y cierre, amortiguación, rebases y reboles), consumo de bobinas, gráfico de consumo de motores, registro de la tensión de alimentación, resistencia dinámica, tiempo de reposición de energía, verificación del sistema de control de SF6 (manodensostatos y presostatos) y aislamiento de vacío.

7.6. Análisis de gas SF6

Los análisis que se indican son los que normalmente se emplean en el mantenimiento predictivo:

- **Medición del contenido de la humedad** (límites según la norma en volumen o masa a la temperatura del punto de rocío a presión nominal). Los equipos de ensayo la miden a presión atmosférica y hay que aplicar curvas de corrección.
- **Medición de la pureza del SF6.** Es la concentración máxima en peso (ppm) del SF6. Se utiliza una maleta de medición que da directamente el porcentaje de SF6. Valores inferiores al 99 % no son válidos.
- **Medida de la acidez o productos en descomposición** (límites del ácido fluorhídrico en masa). Se utiliza una maleta con probeta recargable. Valores inferiores a 10 ppm son correctos.

En la Figura 7.60 se muestra un análisis de gas SF6 de un interruptor de potencia de tanque muerto.

¿Te acuerdas de lo que es un interruptor de tanque muerto?

Figura 7.60. *Análisis de gas SF6 a un interruptor de tanque muerto. Fuente: Isoelectric.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

7.7. Otras pruebas y ensayos

Existen otras medidas y ensayos de otros elementos de una subestación eléctrica no expuestos anteriormente, como pueden ser ensayos a reactores limitadores de corriente o pruebas sísmicas.

Con el fin de no hacer muy extenso este apartado, se indican otros ensayos en el apartado de Anexos (a los que puedes acceder a través de la ficha web de la obra en http://www.paraninfo.es mediante un sencillo registro desde la sección de «Recursos previo registro»), como pueden ser los de sistemas de tierra, reactancias de fuga y corrientes de excitación, entre otros.

Figura 7.61. *Pruebas y ensayos a reactores. Fuente: Coilinnovation.*

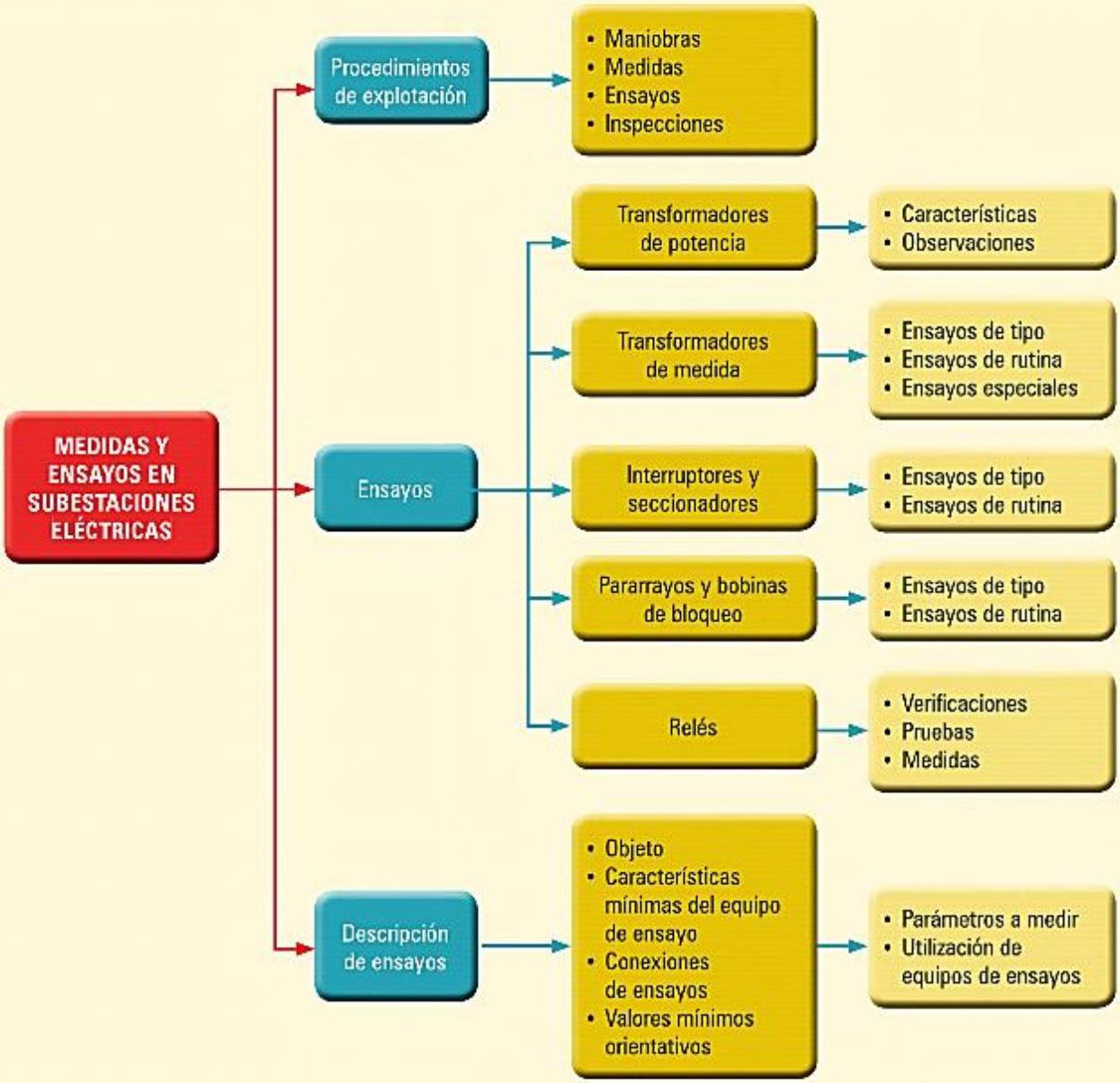
Figura 7.62. *Prueba sísmica a un transformador. Fuente: GBE.*

Figura 7.63. *Pruebas a relés de protección. Fuente: Omicron.*

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

MAPA CONCEPTUAL - RESUMEN



Resumen

Las principales operaciones que se realizan en la explotación de una subestación eléctrica son las maniobras, medidas, ensayos e inspecciones.

Los ensayos que se realizan a los transformadores de potencia son: puesta en servicio, por incidencia, de mantenimiento predictivo, previos al traslado del transformador y de tratamiento del aceite, entre otros.

Otras pruebas y ensayos que se aplican a otros equipos como interruptores o seccionadores son: dieléctricos, calentamiento, estanqueidad, cortocircuito y funcionamiento, entre otros.

En todas las operaciones de ensayos, medidas o pruebas se deben cumplir las condiciones de seguridad, indicadas normalmente por el fabricante del equipo.

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

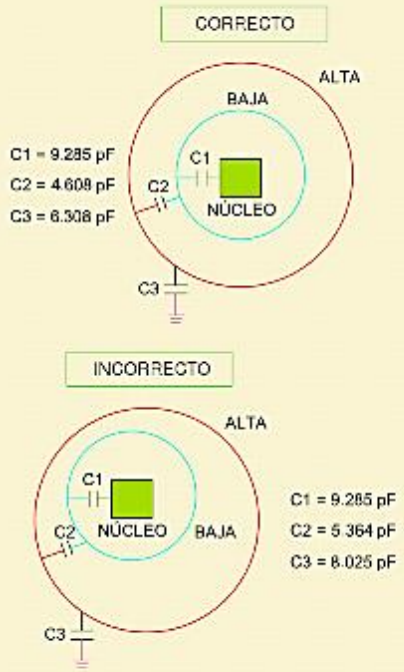
Conceptos clave

Armónicos. Frecuencias múltiplos de la frecuencia fundamental de trabajo. Pueden aparecer armónicos de 100, 150 Hz y 200 Hz, entre otros. Los armónicos generan efectos negativos en las instalaciones eléctricas.

Bobina de bloqueo. Sirve para dirigir las señales de comunicación de alta frecuencia por las líneas deseadas, bloqueando las demás líneas para evitar pérdidas de señal.

Capacidad. Es la capacidad medida entre dos bobinados o entre un bobinado y masa. En las bornas, es la medida en la toma capacitiva, y su valor no depende de la temperatura y sí del tipo y cantidad de aislamiento.

En la siguiente figura se indica un ejemplo de la capacidad de un transformador.



Carrera total (recorrido). Diferencia entre la posición inicial, antes del comienzo de la maniobra, hasta la posición final alcanzada al término de dicha maniobra.

Choque eléctrico. Se denomina choque eléctrico o accidente eléctrico a una lesión producida por el efecto de la corriente eléctrica en el ser humano o en un animal.

Compuestos polares. Compuestos químicos cuyas moléculas exhiben características eléctricas positivas en un extremo y características negativas en el otro. Los compuestos polares se utilizan como aditivos en muchos productos derivados del petróleo.

Descargas parciales. Son pequeñas descargas que aparecen en el interior de los dieléctricos como manifestación de la degeneración de los mismos.

Divisor capacitivo. Sirve como acoplamiento de señales de comunicación de alta frecuencia, y corresponde a la parte capacitiva de un transformador de tensión capacitivo.

Emisividad. Es la proporción de radiación térmica emitida por una superficie u objeto debida a una diferencia de temperatura con su entorno.

Endurancia. Número de maniobras antes del fallo de un equipo, con una carga eléctrica especificada.

Ensayo. Examen o comprobación de una o más propiedades o características de un material, producto, entre otros, que sirve para formar un juicio sobre dichas características o propiedades.

Ensayo de compatibilidad electromagnética. Comprobar que el nivel de radiointerferencia introducido por el transformador está dentro de los límites tolerados, no alcanzando valores que puedan perturbar las comunicaciones radioeléctricas.

Ensayo de rutina. Ensayo que debe hacerse a todas las muestras, o en una determinada cantidad de la partida total, con el fin de verificar la calidad y la uniformidad de fabricación.

Ensayo de tipo. Ensayo realizados en apenas uno o dos equipos idénticos, con el fin de verificar una determinada característica.

Ensayos por incidencias. Son los que se realizan al TP después de la actuación de las protecciones

Ensayos posteriores al tratamiento del aceite. Son los ensayos que se realizan después del tratamiento efectuado al aceite del TP, para comprobar su estado y la bondad del tratamiento.

Ensayos previos al tratamiento del aceite. Son los ensayos que se realizan antes de someter al aceite del TP a un tratamiento, para determinar cuál es el más apropiado.

Explotación. Todas las actividades en las que se incluyen los trabajos necesarios para permitir que una instalación eléctrica funcione. Estas actividades incluyen los trabajos tales como maniobras, el mando, el control y el mantenimiento, así como el trabajo eléctrico y no eléctrico.

Factor de disipación. Es igual a tangente δ del aislamiento e igual a tangente de delta.

Factor de potencia del aislamiento. Es la relación entre la corriente resistiva y la corriente total que circula por el dieléctrico. Cos α = Ir/It.

FACTS. Los controladores FACTS (sistemas de transmisión AC flexible) son dispositivos basados en la electrónica de poten-

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

cia y que tienen la capacidad de modificar los parámetros que regulan la potencia eléctrica que circula por una línea.

FDS. Espectroscopia en el dominio de la frecuencia.

Ferrorresonancia. Fenómeno que puede ocurrir cuando se conectan transformadores de tensión de tipo inductivo con fases a tierra en una red que esté aislada de tierra. Pueden aparecer corrientes de varias órdenes de magnitud por encima de los valores nominales, y con ellas el riesgo de que los transformadores de tensión sufran daños.

Furánicos. Compuestos químicos, los cuales se forman cuando el papel se degrada producto de una mayor temperatura de operación del transformador. El análisis de furanos puede ayudar a dar una interpretación correcta y más adecuada acerca del estado del papel aislante del transformador.

Índice de polarización. Se define el índice de polarización (IP) como la relación entre la resistencia de aislamiento medida a 1 minuto y a 10 minutos después de aplicada la tensión continua de prueba. Durante esos 10 minutos la tensión debe ser mantenida.

$$IP = \frac{R_{10\,min}}{R_{1\,min}}$$

Inspección. Proceso de medida, examen, ensayo, verificación o cualquier otra actividad de comparación de una unidad de un producto con las especificaciones exigidas.

PCB. Policloruro de bifelino. Era usado por su excelente respuesta en trabajos de refrigeración. Es altamente maligno y está prohibido.

PDC. Corriente de polarización y despolarización.

Penetración de contactos.

- Maniobra de apertura (diferencia entre la posición inicial y la posición en la que dejan de estar en contacto los contactos fijos y móviles).
- Maniobra de cierre (diferencia entre la posición en la que empiezan a contactar los elementos fijos y móviles y la posición final).

Pérdidas dieléctricas. Al aplicar una tensión alterna a un aislamiento se produce un paso de corriente. El ángulo complementario al formado por la V/I es el ángulo de pérdidas, y es lo que expresado en porcentaje se conoce como pérdidas dieléctricas. Su valor depende de la temperatura y tipo de aislamiento.

Pruebas de aceptación. Son conocidas como las pruebas de las pruebas. Se realizan a todo equipo nuevo o reparado después de ser instalados y antes de ser energizados. Tienen como objeto:

- Verificar que el equipo cumple con lo especificado.
- Establecer referencias para pruebas futuras.
- Determinar si la instalación del equipo es la correcta.

Pruebas de corriente alterna. Son pruebas que, con excepción a la de alto potencial AC, producen esfuerzos eléctricos similares a los existentes bajo condiciones de operación del equipo. Entre este tipo de pruebas podemos mencionar:

- Pruebas de alto potencial.
- Pruebas de factor de potencia.

Pruebas de corriente continua. Son las que se realizan aplicando voltaje continuo (DC). Entre estas pruebas se pueden mencionar:

- Pruebas de alto potencial.
- Pruebas de resistencia de aislamiento.
- Pruebas de medición de resistencias.
- Pruebas de relación de transformación.
- Pruebas de análisis de respuesta en frecuencia (FRA).

Pruebas de mantenimiento predictivo. Se ejecutan en intervalos regulares durante la vida útil del equipo. Su objetivo consiste en verificar si un equipo se encuentra en condiciones de operación adecuadas y detectar a tiempo fallos que pudieran afectar esta situación.

Pruebas especiales de mantenimiento. Se realizan cuando existen sospechas o certeza de que el equipo se encuentra en problemas. También se ejecutan sobre equipos sometidos a condiciones extremas.

Rango. El rango de medida de un aparato es el valor máximo y mínimo que puede medir.

Rebase. Desplazamiento máximo excedido en relación a la posición final alcanzada al término de la maniobra.

Rebote. Desplazamiento máximo retrocedido en relación a la posición final alcanzada al término de la maniobra.

Resolución espacial. Es una medida del nivel de detalle que puede verse en una imagen. Es el tamaño en terreno del mínimo objeto reconocible que puede detectar el sensor. Define el tamaño del píxel, que es la distancia correspondiente al tamaño de la mínima unidad de información en la imagen.

Rizado. Es la pequeña componente de alterna que queda tras rectificarse una señal a corriente continua.

Sincronismo longitudinal. Aplicable cuando hay más de una cámara de corte por fase. Sincronismo entre cámaras de una misma fase.

Maniobra de apertura: diferencia de tiempo entre la primera y la última cámara que abre.

Maniobra de cierre: diferencia de tiempo entre la primera y la última cámara que cierra.

Sincronismo transversal. Sincronismo entre fases.

Maniobra de apertura: diferencia de tiempo entre la primera y la última fase que abre (diferencia entre la primera cámara que abre de la primera fase que abre y la primera cámara que abre de la última fase que abre).

Maniobra de cierre: diferencia de tiempo entre la primera y la última fase que cierra (diferencia entre la última cámara que cierra de la primera fase que cierra y la última cámara que cierra de la última fase que cierra).

© Ediciones Paraninfo

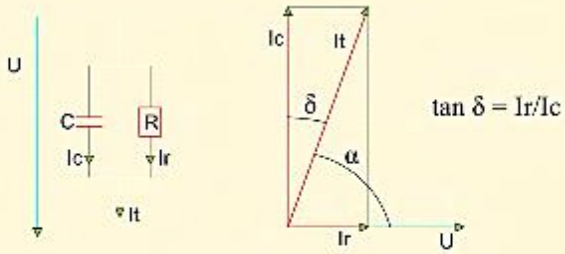
CamScanner

Como ejemplo de sincronismo indicamos el siguiente:

Fase	Cámara 1	Cámara 2	Cámara 3	Cámara 4	Tiempo de operación	Sincronismo longitudinal	Sincronismo transversal
Ejemplo de sincronismo: APERTURA							
R	23,2	22,8	22,0	21,8	21,8	1,4	0,4
S	21,6	21,4	21,8	21,4	21,4	0,4	
T	22,0	21,6	21,6	21,4	21,4	0,6	
Ejemplo de sincronismo: CIERRE							
R	131,2	131,4	132,4	132,8	132,8	1,6	1,8
S	133,2	132,6	132,6	132,8	133,2	0,6	
T	130,4	130,2	130,6	131,4	131,4	1,2	

Tangente δ del aislamiento (factor de disipación). Es la relación entre la corriente resistiva y capacitiva en el aislamiento. Indica información acerca del estado del aislamiento. Valores elevados de tangente δ implican que el dieléctrico se encuentra deteriorado o en proceso degenerativo.

En la siguiente figura se indica cómo se calcula la tangente δ.



En un aislamiento en buenas condiciones se cumple: It = Ic

Tensión asignada a frecuencia industrial. Es el valor eficaz de una tensión alterna a frecuencia industrial, que el material considerado debe ser capaz de soportar sin perforación ni contorneamiento durante los ensayos realizados en las condiciones especificadas.

Tensión asignada soportada a impulsos tipo rayo o tipo maniobra. Es el valor de cresta de tensión soportada a los impulsos tipo rayo o tipo maniobra prescrita para un material, el cual caracteriza el aislamiento de este material en lo relativo a los ensayos de tensión soportada.

Tensión de contacto. Es la fracción de la tensión de puesta a tierra que puede ser puenteada por una persona entre la mano y un punto del terreno situado a un metro de separación, o entre ambas manos.

Tensión de defecto. Tensión que aparece a causa de un defecto de aislamiento entre dos masas, entre una masa y un elemento conductor, o entre una masa y tierra.

Tensión de paso. Es la parte de la tensión a tierra que aparece en caso de un defecto a tierra entre dos puntos del terreno separados a un metro.

Tensión de reabsorción. Es la tensión capaz de revertir el dieléctrico después de un cierto tiempo de carga.

Tensión transitoria. Tensión de corta duración. Puede ser de valor grande (sobretensión).

Terminales homólogos. Terminales de alta y de baja tensión, asociados convenientemente, con objeto de poder definir el desfase entre las tensiones correspondientes. En definitiva, como los devanados primario y secundario están sometidos a tensiones alternas, habrá en cualquier instante un terminal de alta y uno de baja a mayor o menor potencial que los otros terminales, y se denominarán terminales homólogos.

Tiempo de apertura. Tiempo transcurrido desde que empieza a pasar intensidad por la bobina de apertura hasta que se separan los contactos fijos y móviles de la cámara del interruptor. En interruptores con varias cámaras, el tiempo de apertura se mide hasta que se separan los contactos de la primera cámara que abre.

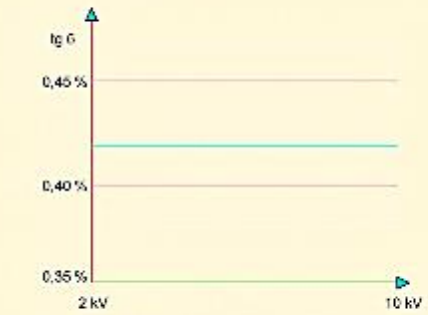
Tiempo de cierre. Tiempo transcurrido desde que empieza a pasar intensidad por la bobina de cierre hasta que entran en contacto los contactos fijos y móviles del interruptor. En interruptores con varias cámaras, el tiempo de cierre se mide hasta que entran en contacto las partes fijas y móviles de la última cámara que cierra.

Tip-up. Es la variación del valor de la tangente de delta en función de la tensión. Es una forma indirecta de descargas parciales que se producen en el aislamiento cuando se va subiendo la tensión de prueba.

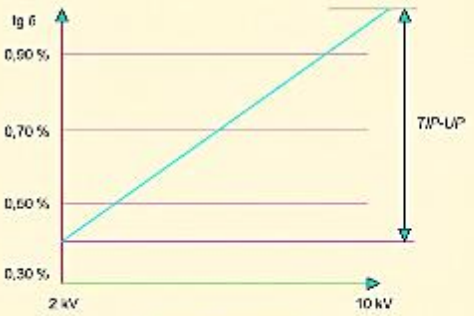
© Ediciones Paraninfo

CamScanner

CONCEPTOS CLAVE - PÁGINAS WEB



Dieléctrico en buen estado



Dieléctrico deteriorado

Toma capacitiva. Es la conexión que llevan las bornas capacitivas donde se puede medir el valor de la capacidad de la borna.

Trampas de onda. También llamadas bobinas de bloqueo. Son dispositivos que se conectan en serie con las líneas de AT. Su impedancia debe ser despreciable a la frecuencia industrial, pero relativamente alta para cualquier banda de frecuencia utilizada para la comunicación por onda portadora.

Trazabilidad. Sinónimo de rastreabilidad. 1. Aplicado a un elemento, posibilidad de seguir el historial, la utilización o la localización de un elemento o de una actividad mediante documentación registrada. 2. Aplicado a la calibración, cualidad de una medida que consiste en poderla referir a patrones nacionales o internacionales, mediante una cadena ininterrumpida de comparaciones. 3. Aplicado a un dato, posibilidad de seguir las distintas etapas, operaciones de cómputo y de recogida de información sobre una medida o sobre la evaluación de un elemento, proceso o servicio.

UNE. Una Norma Española.

UNESA. Asociación Española de la Industria Eléctrica.

Velocidad de apertura y cierre. Conociendo las carreras de apertura y cierre y el tiempo se calculan las velocidades.

Páginas web de interés

Empresa	Producto	Página Web
OMICRON	Equipos de ensayos	www.omicron.at/es/
AMPERIS	Equipos de ensayos	www.amperis.com
UNITRONICS ELECTRIC	Equipos de ensayos	www.unitronics-electric.com
INDUCOR	Ensayos de laboratorio	www.inducor.com.ar
MEGGER	Equipos de pruebas y medidas	www.megger.com/es/
FLUKE	Equipos de medidas y comprobación	www.fluke.com
DOBLE	Equipos para descargas parciales	www.doble-lemke.eu
GH VOLT	Equipos de ensayos	www.highvolt.de

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Actividades de comprobación

Algunas preguntas pueden tener varias respuestas.

7.1. Las inspecciones pueden incluir las siguientes etapas:
- **a)** Pruebas.
- **b)** Examen visual.
- **c)** Verificaciones.
- **d)** Medidas y/o ensayos.

7.2. Las inspecciones se deben realizar con referencia a los planos eléctricos y a las especificaciones.
- **a)** Verdadero.
- **b)** Falso.

7.3. Los ensayos de mantenimiento predictivo (MP) de un transformador de potencia son:
- **a)** Periódicos.
- **b)** No periódicos.
- **c)** Por incidencia.
- **d)** Previos.

7.4. En el ensayo de puesta en servicio de un transformador de potencia, la cromatografía de gases se realiza en transformadores de potencia:
- **a)** ≥ 10 MVA.
- **b)** Todos.
- **c)** ≤ 10 MVA.
- **d)** 100 MVA.

7.5. El ensayo de respuesta en frecuencia (FRA), previo al traslado entre instalaciones de un transformador de potencia, se realiza en transformadores de potencia:
- **a)** De todo tipo.
- **b)** 150 MVA.
- **c)** ≤ 10 MVA.
- **d)** ≥ 10 MVA.

7.6. En el ensayo de análisis fisicoquímico del aceite, dentro de los ensayos de mantenimiento predictivo de un transformador de potencia de 15 MVA y 20 kV, la periodicidad es de:
- **a)** 1 año.
- **b)** 2 años.
- **c)** Depende de la tensión.
- **d)** Depende de la tensión y la potencia.

7.7. En las pruebas y ensayos de interruptores de potencia, los ensayos de rutina son:
- **a)** Ensayo de estanqueidad.
- **b)** Ensayo dieléctrico en circuito principal.
- **c)** Ensayo de calentamiento.
- **d)** Medida de la resistencia del circuito principal.

7.8. El ensayo para verificar el funcionamiento en condiciones severas (hielo) de seccionadores es un ensayo de tipo.
- **a)** Verdadero.
- **b)** Falso.

7.9. El ensayo de cortocircuito de un pararrayos de AT es de:
- **a)** Rutina.
- **b)** Tipo.

7.10. Un ensayo en una bobina de bloqueo es el de la medición de la inductancia nominal de la bobina principal (en 1.000 Hz).
- **a)** Verdadero.
- **b)** Falso.

7.11. El ensayo de prueba sísmica se realiza en *bushings*.
- **a)** Verdadero.
- **b)** Falso.

7.12. Algunas de las pruebas de transformadores de tensión e intensidad de subestaciones GIS son:
- **a)** Relación de transformación.
- **b)** Pérdidas de potencia.
- **c)** Polaridad.
- **d)** Clase de precisión.

7.13. La medida de la resistencia de aislamiento es la universalmente más empleada para evaluar el estado de un aislamiento.
- **a)** Verdadero.
- **b)** Falso.

© Ediciones Paraninfo
CamScanner

ACTIVIDADES FINALES

7.14. En el ensayo de relación de transformación (TTR), la medida se realizará entre las siguientes combinaciones de bobinados:

a) AT/BT.
b) AT/AT.
c) AT/terciario.
d) Triángulo/terciario.
e) BT/terciario.

7.15. En el ensayo de la impedancia de dispersión, a 50 Hz y en frecuencia, los rangos de medida de impedancia son:

a) 1 a 5.000 Ω.
b) 2,5 a 5.000 Ω.
c) 2,5 a 4.000 Ω.
d) 1,5 a 4.000 Ω.

7.16. En el ensayo de capacidad y factor de disipación de bobinados, en tensión y frecuencia, la tensión de ensayo mínima del equipo es de:

a) 0 a 10 kV.
b) 0 a 100 kV.
c) 10 a 20 kV.

7.17. La máxima tensión que se aplica en los ensayos de capacidad y factor de disipación de bornas en autotransformadores es de:

a) 5.000 V CC.
b) 1.000 V CA.
c) 10.000 V CA.
d) 10.000 V CC.

7.18. El ensayo de respuesta en frecuencia se basa en la geometría del transformador, que es una complicada distribución de resistencias, inductancias y capacidades.

a) Verdadero.
b) Falso.

7.19. El conmutador de tensión en carga debe revisarse inmediatamente cuando la temperatura es de:

a) 5 °C.
b) > 10 °C.
c) ≤ 5 °C.
d) 50 °C.

7.20. En la prueba de resistencia estática de contactos en un interruptor (medición de microohmios), el rango de intensidad del equipo de medida es de:

a) 500 mA.
b) 300 mA.
c) 300 A.

7.21. En las subestaciones, el acoplamiento capacitivo desde conductores vivos de alta tensión induce corrientes peligrosas o letales en todos los conductores en serie.

a) Verdadero.
b) Falso.

7.22. Suponiendo un sistema trifásico equilibrado, todos los componentes deben poseer:

a) La misma temperatura.
b) Distinta temperatura.
c) Depende.

Actividades de aplicación

7.1. Las inspecciones se deben realizar con equipos adecuados, de tal forma que se pueda prevenir [_____], las limitaciones impuestas [_____].

7.2. La toma de aceite siempre se podrá realizar con el TP en servicio [_____]. [_____].

7.3. Si hubiese un defecto en el aislamiento (por ejemplo, carbonilla entre espiras) y se hubiese [_____], esta carbonilla [_____].

7.4. En el momento en que la toma del conmutador en carga cambia [_____].

7.5. Un transformador de potencia está conformado por RLC [_____].

7.6. Con la termografía se detectan anomalías [_____]. Como ventaja se puede decir que [_____].

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

7.7. Las descargas parciales producen una [_____].

7.8. Existen otras medidas y ensayos de otros elementos de una subestación eléctrica no expuestos anteriormente, [_____].

7.9. En la siguiente tabla, rellena las celdas que están vacías:

ENSAYOS POSTERIORES AL TRATAMIENTO DEL ACEITE		
Tiempo transcurrido desde la finalización del tratamiento del aceite	**Ensayo**	**Observaciones**
Ensayos transcurridos entre 48 horas y 7 días		
	Índice de color	
	Índice de neutralización	48 horas de la nueva PS del TP
	Compuestos furánicos	
		Entre 48 horas y 7 días
	Tensión de reabsorción	Entre 48 horas y 7 días
		Entre 48 horas y 7 días

7.10. En la siguiente tabla, rellena los ensayos de tipo y de rutina que faltan:

PRUEBAS Y ENSAYOS DE INTERRUPTORES DE POTENCIA	
ENSAYOS DE TIPO	**ENSAYOS DE RUTINA**
• Ensayos dieléctricos • • Medida de resistencia del circuito principal • • • Ensayos de estanqueidad • Ensayos de compatibilidad electromagnética (CEM) • • Ensayos de establecimiento y de corte en cortocircuito •	• Ensayo dieléctrico en circuito principal • • Medida de resistencia del circuito principal • • Prueba de operaciones mecánicas y eléctricas

7.11. Indica los ensayos que se realizan a una bobina de bloqueo.

© Ediciones Paraninfo

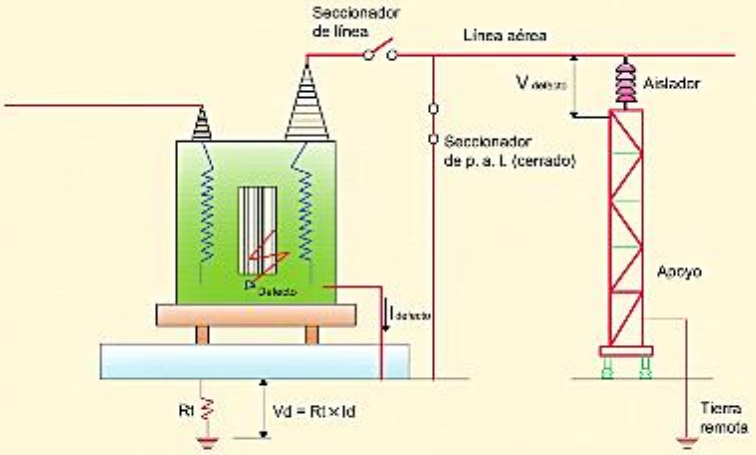
CamScanner

7.12. En la siguiente tabla, rellena las celdas que están vacías:

Ensayo de resistencia de aislamiento e índice de polarización			
Orden de prueba	**TP de dos bobinados**	**TP de tres bobinados**	**Autotransformadores**
1.º	AT/BT		Terciario / AT + BT
2.º			
3.º	BT / AT + masa	Terciario / AT + BT + masa	

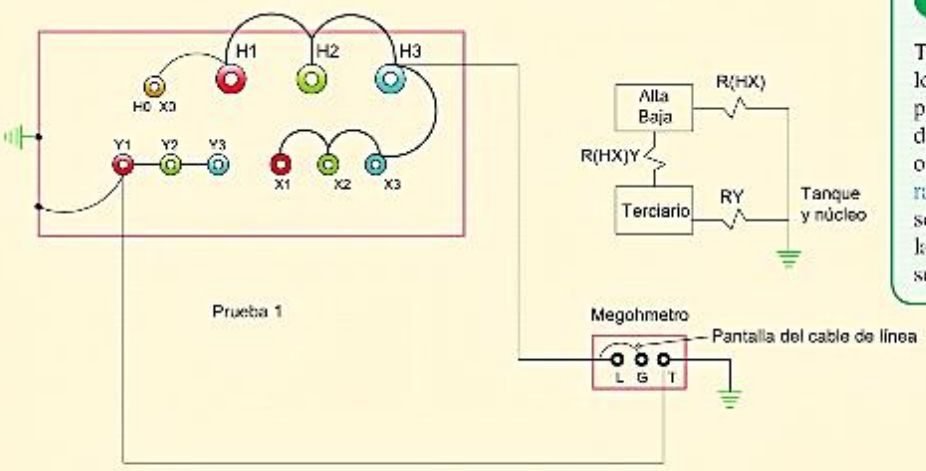
7.13. Dibuja un esquema de la disposición que tiene un transformador de potencia para realizar el ensayo de relación de transformación en disposición GIS.

7.14. La siguiente figura es uno de los esquemas de situaciones de riesgo por transferencia de tensiones a través de los sistemas de puesta a tierra. Indica de qué instalación se trata y qué precauciones se deben tomar.



> **Nota**
>
> Tienes información en los Anexos, a los que puedes acceder a través de la ficha web de la obra en http://www.paraninfo.es mediante un sencillo registro desde la sección de «Recursos previo registro».

7.15. Indica qué es la siguiente figura y cuáles son las conexiones de prueba.



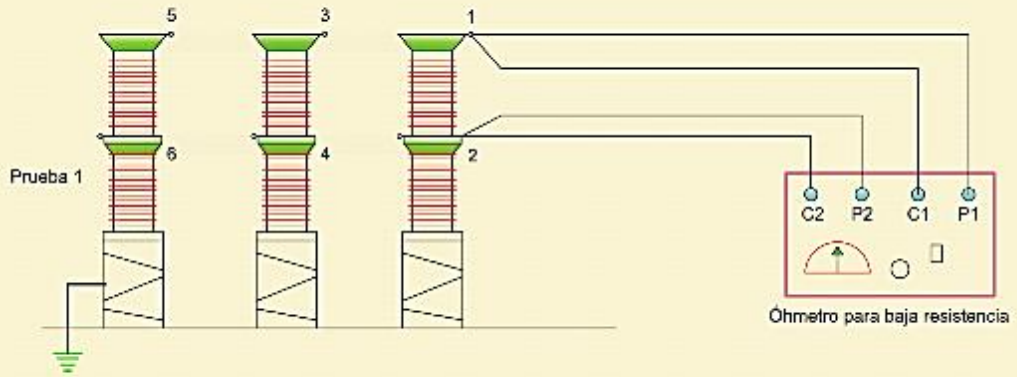
> **Nota**
>
> Tienes información en los Anexos, a los que puedes acceder a través de la ficha web de la obra en http://www.paraninfo.es mediante un sencillo registro desde la sección de «Recursos previo registro».

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

7.16. Indica qué es la siguiente figura y cuáles son las conexiones de prueba.

> **Nota**
>
> Tienes información en los Anexos, a los que puedes acceder a través de la ficha web de la obra en http://www.paraninfo.es mediante un sencillo registro desde la sección de «Recursos previo registro».



Actividades de ampliación

7.1. Realiza, en dos grupos de alumnos, un informe sobre equipos para pruebas de puesta en servicio y mantenimiento de subestaciones.

Tienes información en www.omicron.at/es/

7.2. Elabora, en dos grupos de alumnos, un informe sobre equipos para pruebas de relés.

Tienes información en www.omicron.at/es/

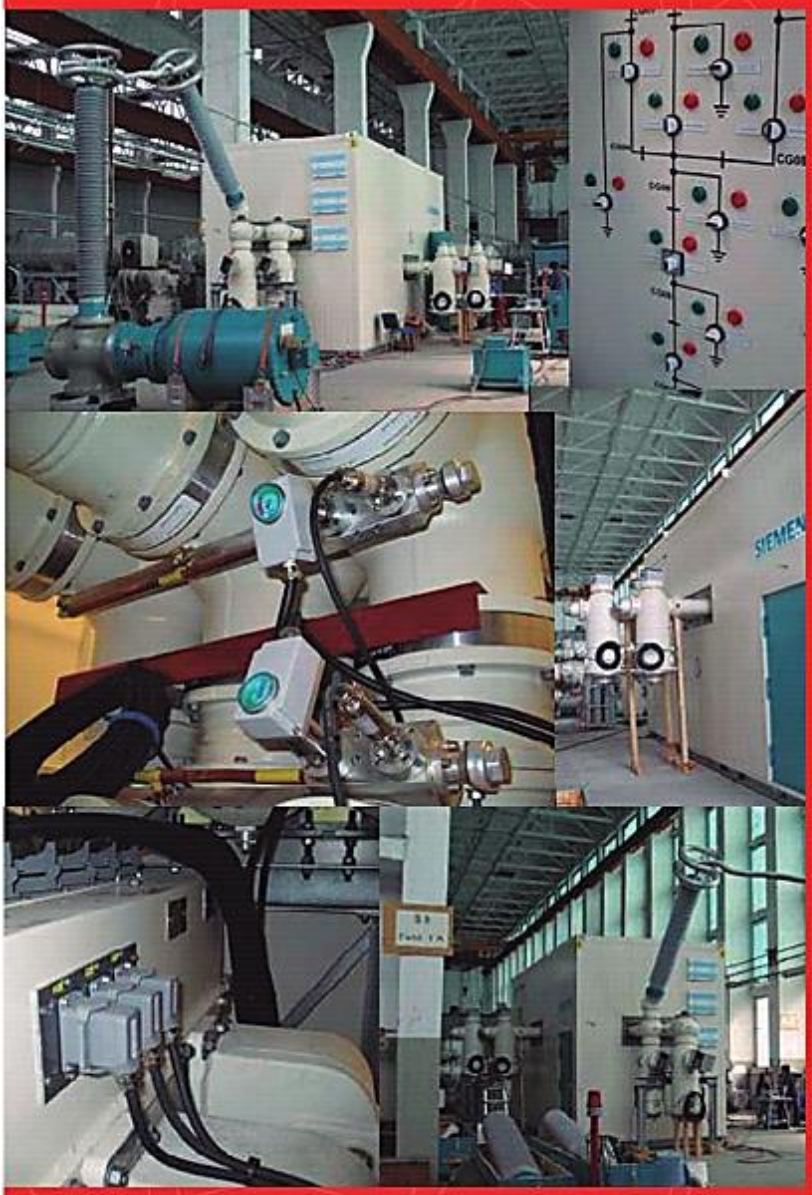
7.3. Realiza, en dos grupos de alumnos, un informe sobre un equipo medidor trifásico de relación de transformación.

Tiene información en www.amperis.com

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

Anexos



Recursos digitales

Puedes acceder a los Anexos de este libro a través de la ficha web de la obra en http://www.paraninfo.es mediante un sencillo registro desde la sección de «Recursos previo registro».

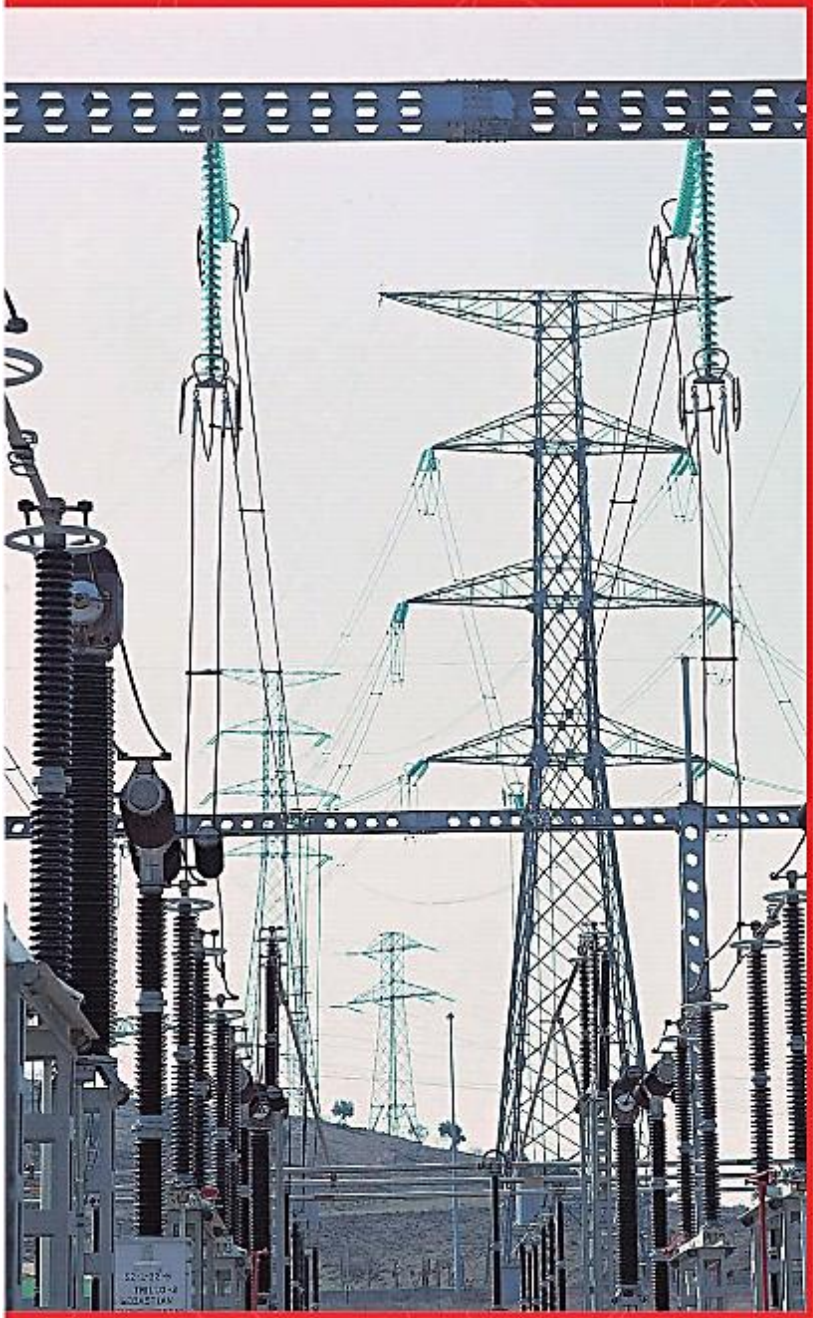
Contenidos

- Anexo 1. Valores característicos de equipos y aparamenta. Tablas
- Anexo 2. Equipos de una instalación de cogeneración
- Anexo 3. Transformadores
- Anexo 4. Mecanismos y sinópticos de aparamenta
- Anexo 5. Denominación genérica de posiciones de AT en subestaciones
- Anexo 6. Configuración de subestaciones
- Anexo 7. Pruebas, ensayos y protecciones
- Anexo 8. Automatización de subestaciones
- Anexo 9. Grado de protección de las envolventes
- Anexo 10. Pararrayos autoválvulas
- Anexo 11. Códigos ANSI
- Anexo 12. Protecciones de transformadores según ITC-RAT-09 (2014)
- Anexo 13. Figuras y esquemas complementarios

CamScanner

CamScanner

Bibliografía



Bibliografía

CamScanner

Normas y recomendaciones

- RD 337/2014. Reglamento de instalaciones eléctricas de alta tensión (RAT) (2014).
- UNE-EN 60076-1. Transformadores de potencia (1998).
- UNE-EN 60044-2/A1. Transformadores de tensión inductivos (2001).
- UNE-EN 60044-1. Transformadores de intensidad (2000).
- Mantenimiento correctivo de subestaciones de Unión Fenosa (2014).
- Maniobras en parques de intemperie de Unión Fenosa.
- Proyecto tipo de subestaciones transformadoras blindadas 132/66 kV/15-20 kV de Unión Fenosa.
- Proyecto tipo de subestaciones transformadoras blindadas 45/15 kV de Unión Fenosa.
- Ensayos en transformadores de potencia de ST y STR de Iberdrola (MT 2.64.25).
- Procedimiento de descargos para la ejecución de trabajos sin tensión en instalaciones de alta tensión de Iberdrola.
- Especificaciones particulares para instalaciones. Subestaciones conectadas a redes de alta tensión de Un > 20 kV de Unión Fenosa (2010).
- Revisión reglamentaria de subestaciones de Hidrocantábrico (2013).
- Servicios auxiliares de subestaciones de Hidrocantábrico (2013).

Catálogos y publicaciones

- Transformadores de medida de Incoesa (2015).
- Bobinas de bloqueo de Cotecsa (2015).
- Reactancias de Cotecsa (2015).
- Seccionadores e interruptores de Electrotaz (2015).
- Transformadores de medida de Arteche (2015).
- Relés de protección de Arteche (2015).
- Bobinas de bloqueo de Arteche (2015).
- Celdas blindadas con aislamiento en SF6 de Mesa (2015).
- Celdas de MT aisladas en aire de ABB (2015).
- Subestaciones aisladas en gas de ABB (2015).
- Subestaciones aisladas en gas (GIS) hasta 252 kV de Chint (2015).
- Introducción a los transformadores de medida de Arteche (2015).
- Subestaciones aisladas en gas SF6 de Siemens (2015).
- *Smart grids:* contribución del material eléctrico de BT de Afme (2015).
- Equipos de Unitronics Electric (2013).
- Soluciones de pruebas para sistemas de protección y medida de Omicron (2015).
- Interruptores para exterior de pequeño volumen y aceite de Isodel (2015).
- Transformadores de potencia de WEG (2015).
- Cambiadores de tomas en carga de ABB (2015).
- Transformadores de potencia de ABB (2015).
- Subestaciones eléctricas de REE (2015).
- Criterios generales de protección de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares de REE (2015).

Enlaces de interés

- Operación de sistemas HVDC. Particularidades:

  http://electrica.uc3m.es/geste/HVDC1-UC3M.pdf
- Las redes inteligentes:

  http://www.endesasmartgrids.com/index.php/es/
- Subestaciones y transformadores:

  http://fotosdeelectricidad.es/?page_id=747
- Transformadores de potencia:

  http://www.transformadores.cl/transformadores-de-distribucion/
- Aparamenta eléctrica:

  http://www.iberapa.es/index.php/es/masnoticias/coelme
- Mantenimiento y operación en subestaciones:

  http://energia.eiffage.es/
- Equipos de pruebas de transformadores:

  http://www.megger.com/es/products/ProductDetailsBySubGroup.php?PSGC=P304&BS=P

© Ediciones Paraninfo

CamScanner

CamScanner

Subestaciones eléctricas

Este libro desarrolla los contenidos del módulo profesional de Subestaciones Eléctricas de los Ciclos Formativos de grado superior en Centrales Eléctricas y Energías Renovables, pertenecientes a la familia profesional de Agua y Energía.

Subestaciones eléctricas está estructurado en siete unidades en las que se analizan los principales tipos de subestaciones eléctricas y los valores característicos de los distintos elementos que las componen: los transformadores, interruptores y seccionadores, entre otros. También se indican los procedimientos habituales para el montaje, puesta en servicio y mantenimiento en este tipo de instalaciones.

Cada unidad ofrece una gran variedad de tablas, esquemas y figuras de los distintos tipos de subestaciones eléctricas. Se trata de cubrir el perfil de este técnico superior que ha de gestionar, coordinar y controlar las tareas de operación y realizar el mantenimiento de primer nivel en las subestaciones eléctricas.

A través de un gran número de planos y esquemas de subestaciones eléctricas, se enseñará a interpretar lo que en breve se convertirá en una de las principales herramientas de trabajo de los profesionales del sector.

Por último, el libro se acompaña de un detallado material adicional que complementa a todos los contenidos del libro de texto en los Anexos. El acceso a estos materiales es posible a través de www.paraninfo.es mediante un sencillo registro desde la sección de "Recursos previo registro" de la ficha de la obra.

Todas estas características hacen de este libro una herramienta perfecta tanto parar profesores del módulo de Subestaciones Eléctricas, como el alumnado de formación profesional, escuelas técnicas, instaladores, proyectistas eléctricos y aficionados a la materia.

El autor, Jesús Trashorras Montecelos que actualmente desarrolla su actividad profesional como profesor en el IES As Mariñas (Betanzos - A Coruña), cuenta con una amplia experiencia en la docencia. Asimismo, ha publicado gran número de obras relacionadas con la formación en el campo de la Electricidad - Electrónica.

ISBN: 978-84-283-3717-5

Paraninfo
www.paraninfo.es

CamScanner